

MAURÍCIO FIGUEIREDO DE OLIVEIRA

**CONTRIBUIÇÕES AO GERENCIAMENTO DE
RISCO NO PROBLEMA DE COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FLORIANÓPOLIS
2006**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**CONTRIBUIÇÕES AO GERENCIAMENTO DE
RISCO NO PROBLEMA DE COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

“Dissertação submetida à Universidade Federal de
Santa Catarina como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica”

MAURÍCIO FIGUEIREDO DE OLIVEIRA

Florianópolis, Julho de 2006

CONTRIBUIÇÕES AO GERENCIAMENTO DE RISCO NO PROBLEMA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Maurício Figueiredo de Oliveira

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, Dr.Eng.
Orientador

Prof. Nelson Sadowski, Dr.Eng.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, Dr.Eng.
Presidente

Prof. C. Celso de Brasil Camargo, Dr.Eng.

Eng.^a Fabíola Sena Vieira Silveira, Dr.Eng.

Prof. Marcelo Rodrigues Bessa, Dr.Eng.

“Aquele que adquire força vencendo obstáculos, possui a única força capaz de vencer a
adversidade.”(Albert Schweitzer)

À minha eterna companheira Maíra,
pelo amor, carinho, apoio e compreensão.
Aos meus pais, Wilson e Maria Aparecida
que me deram carinho, educação, apoio e caráter.
Ao meu irmão Leandro David, pela
amizade e alegria incondicionais.
À minha irmã Maria Fernanda,
pelo estímulo e exemplo.
Ao Vô Athayde (*in memoriam*),
pela força e carinho.
Ao Rex (*in memoriam*),
pelo fiel companheirismo.

AGRADECIMENTOS

A conclusão do curso de mestrado e a confecção dessa dissertação se definiram como tarefas extremamente desafiadoras, e considerando que a recompensa é proporcional à grandeza do desafio, gostaria de dividi-la com aqueles que fizeram deste sonho uma realidade. Portanto, a essas pessoas, eu gostaria de agradecer.

Ao meu orientador, Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, pela confiança demonstrada, pela amizade adquirida, pela transmissão de conhecimento e pelo apoio constante ao longo do trabalho.

À CAPES pelo financiamento deste trabalho.

Aos amigos Marcelo e Wilson pela amizade e pelos serviços prestados ao longo dessa caminhada.

Aos professores Ildemar Decker, Celso Camargo, Edson Silva e Jorge Coelho pelas oportunidades oferecidas, confiança demonstrada e inúmeras contribuições dadas à minha formação acadêmica.

Ao amigo Gustavo Arfux, pela solidariedade e ensinamentos, e pelas contribuições ao trabalho, sem as quais este não teria chegado ao presente estágio.

Aos amigos do LabPlan, em especial ao Edison Aranha pela assistência e apoios incondicionais. Ao Paulo Henrique, Sica, Romagnoli e Sperandio pelo suporte e pelos momentos de descontração.

À comunidade Laza, pelo incentivo e inspiração.

Aos professores José Roberto Pinto da Silva e David Rezende, pelo estímulo e exemplo.

Ao amigo Pedro David, pela paciência e pelos preciosos ensinamentos.

Aos demais amigos que contribuíram de alguma forma para o sucesso deste trabalho.

Aos membros da banca pelas sugestões que contribuíram para melhorar a qualidade deste trabalho e dos que estão por vir.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

CONTRIBUIÇÕES AO GERENCIAMENTO DE RISCO NO PROBLEMA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Maurício Figueiredo de Oliveira

Julho/2006

Orientador: Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, Dr. Eng.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: Comercialização de Energia Elétrica, Gerenciamento de Riscos, Risco de Mercado, Precificação de Opções e Mercado Brasileiro de Energia Elétrica.

Número de Páginas: 157

O novo arranjo regulatório imposto ao modelo do setor elétrico brasileiro, com o intuito de adaptar o ambiente de mercado às características sócio-econômicas e à característica hidrelétrica da matriz energética do país, impôs mudanças substanciais à atividade de comercialização, principalmente no que tange às regras de negociação e ao alcance dessa atividade entre os agentes do setor. Portanto, para maximizar o lucro entre as possíveis transações comerciais, a atividade de comercialização necessita de dados mercadológicos consistentes e de amplas análises de risco, de forma a balizar adequadamente o decisor considerando o seu perfil em relação ao risco. Esse trabalho propõe a ação integrada de diferentes ferramentas de análise e gerenciamento de risco, atuando de forma complementar em relação às diferentes características do risco de mercado. E devido ao comportamento atípico e exclusivo do preço de energia no mercado brasileiro, um modelo adaptado para precificação de opções foi desenvolvido, adequando a utilização de derivativos às técnicas de gerenciamento de risco.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

CONTRIBUTION TO THE RISK MANAGEMENT IN THE ELECTRICITY TRADING PROBLEM

Maurício Figueiredo de Oliveira

July/2006

Advisor: Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, Dr. Eng.

Area of Concentration: Electrical Systems Planning

Keywords: Electric Energy Trading, Risk Management, Market Risk,
Brazilian Electricity Market and Option Valuation.

Number of Pages: 157

The Brazilian electric sector model is facing a new regulatory framework, in order to fit the market environment with the socioeconomic characteristics, as well with the hydro energetic matrix characteristic of the country. This modern market structure has created innovative trading rules, in addition to limit the trading agent working field. By this way, with the purpose to maximize profits between trading transactions, the trader requests consistent market data and wide risk analyses, considering the decisor profile perception to the risk value. The present work proposes integration between different management risk techniques, because they are complementary at a risk point of view, taking into account several market risk characteristics. An innovative option valuation model is presented, with the intention to adapt derivative contracts to the probability distribution function of the Brazilian electricity spot price. This valuation model is applied at each management risk technique, ensuring a real and fair option price definition.

SUMÁRIO

SUMÁRIO	VI
LISTA DE ABREVIATURAS.....	IX
LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABELAS	XII
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	2
1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE EE.....	4
1.3 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS	7
1.3.1 <i>Objetivos Gerais</i>	7
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	7
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	8
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	10
2.1 INTRODUÇÃO	11
2.2 MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA	11
2.3 A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO	16
2.4 GERENCIAMENTO DE RISCOS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO.....	19
2.5 OTIMIZAÇÃO DE PORTFÓLIOS EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	21
2.6 CONCLUSÃO	24
3 O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	26
3.1 MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO	27
3.1.1 <i>Agentes de Mercado do Setor Elétrico Brasileiro</i>	30
3.1.2 <i>Agentes Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro</i>	32
3.1.3 <i>Modelo de Contratação de Energia</i>	33
3.2 FORMAÇÃO DO PREÇO DE CURTO PRAZO	37
3.3 LEILÕES.....	39
3.4 EVOLUÇÃO DO ACL	41
3.5 CONCLUSÃO	42
4 TIPOS DE CONTRATOS E PRECIFICAÇÃO DE OPÇÕES	44
4.1 MODELOS DE CONTRATOS.....	45
4.1.1 <i>Contrato a Termo</i>	46
4.1.2 <i>Contrato de Opção</i>	46
4.2 METODOLOGIAS PARA PRECIFICAÇÃO DE OPÇÕES	51
4.2.1 <i>Fatores que Influenciam o Valor da Opção</i>	52
4.2.2 <i>Modelo Black-Scholes</i>	54
4.2.3 <i>Modelos de Árvores de Decisão</i>	56
4.3 O MODELO COX, ROSS E RUBINSTEIN (CRR).....	58
4.3.1 <i>Cálculo do Valor da Opção</i>	59

4.4	MODELO PROPOSTO	61
4.4.1	<i>Avaliação do Modelo</i>	63
4.5	CONCLUSÃO	63
5	IDENTIFICAÇÃO, MENSURAÇÃO E GERENCIAMENTO DE RISCOS	65
5.1	IDENTIFICAÇÃO DOS RISCOS	66
5.1.1	<i>Risco de Mercado</i>	68
5.2	TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO DE RISCOS	69
5.3	TEORIA DE PORTFÓLIOS DE MARKOWITZ	71
5.3.1	<i>Aplicação da Teoria</i>	73
5.4	TEORIA DE SHARPE.....	77
5.4.1	<i>Teoria Capital Asset Pricing Model (CAPM)</i>	79
5.5	VALOR SOB RISCO (VALUE-AT-RISK – VAR)	81
5.5.1	<i>VaR para Distribuições Gerais</i>	82
5.5.2	<i>Aplicação da Metodologia</i>	85
5.6	VALOR ESPERADO SOB RISCO (CONDITIONAL VALUE-AT-RISK – CVAR).....	86
5.7	FRONTEIRA EFICIENTE.....	87
5.8	CONCLUSÃO	88
6	METODOLOGIA PROPOSTA.....	90
6.1	METODOLOGIA PROPOSTA.....	91
6.2	CENÁRIOS DE PREÇO DE CURTO PRAZO.....	94
6.3	DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS CONTRATUAIS	95
6.3.1	<i>Montante Energético</i>	95
6.3.2	<i>Preço Contrato Bilateral</i>	96
6.3.3	<i>Preço de Exercício e Prêmio da Opção Tipo Call e Put</i>	96
6.3.4	<i>Taxa de Atualização</i>	96
6.3.5	<i>Nível de Confiança</i>	97
6.3.6	<i>Mínimo Retorno</i>	97
6.4	PORTFÓLIO DE COMPRA.....	97
6.5	PORTFÓLIO DE VENDA.....	99
6.5.1	<i>Precificação de Opções</i>	100
6.6	MATRIZ DE RETORNOS ESPERADOS.....	101
6.7	ANÁLISES DE RISCO.....	102
6.8	CONCLUSÃO	103
7	RESULTADOS OBTIDOS.....	105
7.1	INTRODUÇÃO	106
7.2	PRESSUPOSTOS CONSIDERADOS	106
7.3	PRIMEIRO CASO.....	107
7.4	SEGUNDO CASO.....	115
7.4.1	<i>Nível de confiança 95%</i>	116
7.4.2	<i>Nível de confiança 97%</i>	121
7.4.3	<i>Nível de confiança 99%</i>	123
7.5	TERCEIRO CASO	126
7.5.1	<i>Baixo preço de venda</i>	126
7.5.2	<i>Alto preço de venda</i>	132
7.6	CONCLUSÃO	137

8	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS...	139
8.1	CONCLUSÕES.....	140
8.2	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	142
ANEXO A		143
ANEXO B		144
ANEXO C		146
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		147

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRACEEL	: Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica
ACL	: Ambiente de Contratação Livre
ACR	: Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	: Agência Nacional de Energia Elétrica
ASX	: Australian Stock Exchange
BM&F	: Bolsa de Mercadorias e Futuros do Brasil
BVRJ	: Bolsa de Valores do Rio de Janeiro
CAPM	: Capital Asset Pricing Model
CBOT	: Chicago Board of Trade
CCEE	: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CME	: Custo Marginal de Expansão
CMSE	: Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico
CMO	: Custo Marginal de Operação
CNPE	: Conselho Nacional de Política Energética
CRR	: Modelo de Cox, Ross e Rubinstein
CVaR	: Conditional Value-at-Risk
EE	: Energia Elétrica
EPE	: Empresa de Pesquisa Energética
GLD	: Gerenciamento pelo Lado da Demanda
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
MAE	: Mercado Atacadista de Energia
MGB	: Movimento Geométrico Browniano
MME	: Ministério de Minas e Energia do Governo Federal Brasileiro
MRE	: Mecanismo de Realocação de Energia
NYMEX	: The New York Mercantile Exchange
ONS	: Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDDE	: Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD	: Preço de Liquidação a Diferenças
SIN	: Sistema Interligado Nacional
VaR	: Value-at-Risk

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 Evolução do marco legal do setor elétrico (ANEEL apud PEDROSA, 2005).....	29
Figura 3.2 Visão Geral do Modelo de Contratação (MME, 2003).....	34
Figura 3.4 Contratação Regular das Distribuidoras no ACR (MME, 2003).	35
Figura 3.3 Visão Geral das Relações Contratuais do Agente Gerador (MME, 2003).	36
Figura 3.5 Esquema de formação do PLD (CCEE, 2006).....	39
Figura 4.1 Exercício de <i>Call</i> e <i>Put</i> por um titular (ARFUX, 2004).	48
Figura 4.2 Retorno de Compra de <i>Call</i> (HULL, 2000).	48
Figura 4.3 Retorno de venda de <i>Call</i> (HULL, 2000).	49
Figura 4.4 Retorno de compra <i>Put</i> (HULL, 2000).....	49
Figura 4.5 Retorno de venda de <i>Put</i> (HULL, 2000).....	50
Figura 4.6 Modelo de Árvore binomial CRR.....	58
Figura 4.7 Preço da Ação e do Derivativo em uma Árvore Binomial de Passo Único Genérica.....	60
Figura 5.1 Princípio da Diversificação. Adaptado (MARKOWITZ, 1952).	72
Figura 5.2 Efeito da diversificação do Risco. (SILVEIRA, 2001).	74
Figura 5.3 Efeito da Diversificação do Risco – Carteira com Múltiplos Ativos (SILVEIRA, 2001).	75
Figura 5.4 Carteira de Mercado (SILVEIRA, 2001).....	78
Figura 5.5 Relação entre Risco e Retorno de um Ativo (SILVEIRA, 2001).	79
Figura 5.6 VaR para distribuições gerais (JORION, 1997).....	83
Figura 6.1 Etapas da metodologia proposta.....	93
Figura 6.2 Fluxo de caixa Convencional (ARFUX, 2004).....	99
Figura 6.3 Fluxo de caixa Não Convencional (ARFUX, 2004).	99
Figura 7.1 Expectativa de Custo marginal de Operação (ARFUX, 2004).	107
Figura 7.2 Gerenciamento de riscos por Markowitz (primeiro caso).....	108
Figura 7.3 Composição da fronteira eficiente de Markowitz (primeiro caso).	109
Figura 7.4 Gerenciamento de riscos por VaR (primeiro caso).....	110
Figura 7.5 Composição da fronteira eficiente do VaR (primeiro caso).	111
Figura 7.6 Gerenciamento de riscos por CVaR (primeiro caso).....	112
Figura 7.7 Composição da fronteira eficiente do CVaR (primeiro caso).	113
Figura 7.8 Gerenciamento de riscos por CAPM (primeiro caso).	114
Figura 7.9 Gerenciamento de riscos por Markowitz (segundo caso – 95%).....	116
Figura 7.10 Composição da fronteira eficiente de Markowitz (segundo caso – 95%).	117
Figura 7.11 Gerenciamento de riscos por VaR (segundo caso – 95%).....	118
Figura 7.12 Composição da fronteira eficiente de VaR (segundo caso – 95%).	118
Figura 7.13 Gerenciamento de riscos por CVaR (segundo caso – 95%).....	119
Figura 7.14 Composição da fronteira eficiente de CVaR (segundo caso – 95%).	120
Figura 7.15 Gerenciamento de riscos por VaR (segundo caso – 97%).....	121
Figura 7.16 Composição da fronteira eficiente de VaR (segundo caso – 97 %).	121
Figura 7.17 Gerenciamento de riscos por CVaR (segundo caso – 97%).....	122
Figura 7.18 Composição da fronteira eficiente de CVaR (segundo caso – 97 %).	122

Figura 7.19 Gerenciamento de riscos por VaR (segundo caso – 99%).	123
Figura 7.20 Composição da fronteira eficiente de VaR (segundo caso – 99 %).	124
Figura 7.21 Gerenciamento de riscos por CVaR (segundo caso – 99%).	125
Figura 7.22 Composição da fronteira eficiente de VaR (segundo caso – 99 %).	125
Figura 7.23 Gerenciamento de riscos por Markowitz (terceiro caso – baixo preço de venda).	127
Figura 7.24 Composição da fronteira eficiente de Markowitz (terceiro caso – baixo preço de venda).	127
Figura 7.25 Gerenciamento de riscos por VaR (terceiro caso – baixo preço de venda).	128
Figura 7.26 Composição da fronteira eficiente do VaR (terceiro caso – baixo preço de venda).	129
Figura 7.27 Gerenciamento de riscos por CVaR (terceiro caso – baixo preço de venda).	130
Figura 7.28 Composição da fronteira eficiente do CVaR (terceiro caso – baixo preço de venda).	130
Figura 7.29 Gerenciamento de riscos por CAPM (terceiro caso – baixo preço de venda).	131
Figura 7.30 Gerenciamento de riscos por Markowitz (terceiro caso – alto preço de venda).	132
Figura 7.31 Composição da fronteira eficiente de Markowitz (terceiro caso – alto preço de venda).	133
Figura 7.32 Gerenciamento de riscos por VaR (terceiro caso – alto preço de venda).	134
Figura 7.33 Composição da fronteira eficiente de VaR (terceiro caso – alto preço de venda).	134
Figura 7.34 Gerenciamento de riscos por CVaR (terceiro caso – alto preço de venda).	135
Figura 7.35 Composição da fronteira eficiente de CVaR (terceiro caso – alto preço de venda).	136
Figura 7.36 Gerenciamento de riscos por CAPM (terceiro caso – alto preço de venda).	136

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 Matriz de covariância dos retornos esperados para dois ativos (SILVEIRA, 2001).	73
Tabela 5.2 Matriz de Covariância dos retornos esperados para múltiplos ativos (SILVEIRA, 2001).	75
Tabela 6.1 Estrutura da matriz de preços de curto prazo (ARFUX, 2004).	94
Tabela 6.2 Matriz de retornos esperados (ARFUX, 2004).	102
Tabela 7.1 Dados do primeiro caso.	108
Tabela 7.2 Resultados da simulação do primeiro caso.	115
Tabela 7.3 Dados do segundo caso.	116
Tabela 7.4 Resultados da simulação do segundo caso (95%).	119
Tabela 7.5 Resultados da simulação do segundo caso (97%).	123
Tabela 7.6 Resultados da simulação do segundo caso (99%).	124
Tabela 7.7 Dados do terceiro caso (baixo preço de venda).	126
Tabela 7.8 Resultados da simulação do segundo caso terceiro caso (baixo preço de venda).	126
Tabela 7.9 Dados do terceiro caso (baixo preço de venda).	132
Tabela 7.10 Resultados da simulação do segundo caso terceiro caso (alto preço de venda).	137



CAPÍTULO

1

INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta, inicialmente, uma contextualização do problema de comercialização de energia elétrica, com ênfase no caso brasileiro. Na sequência, são apresentados os objetivos do trabalho, que se resumem no desenvolvimento de um modelo integrado de avaliação de risco em contratos de energia elétrica. Por fim, a estrutura dos capítulos seguintes é descrita.

1.1 Contextualização

Desde a década de noventa, o setor elétrico vem sofrendo profundas transformações políticas e econômicas, isto em vários países do mundo. Estas transformações oriundas da descapitalização estatal, e de decisões políticas com o intuito de reduzir a intervenção estatal em negócios considerados competitivos (baseados na influência da política neoliberal), introduziram a ótica de ambiente de mercado, fomentando a participação privada e a segregação da cadeia produtiva da energia elétrica. A desregulamentação do setor substituiu a estrutura monopolista e vertical pelo ambiente de mercado e por negócios independentes, horizontais.

Devido à característica de monopólio natural, os negócios de transmissão e de distribuição continuaram regulados. Em contrapartida, a geração e a comercialização de energia elétrica seguiram as regras de mercado, definidas pelo balanço entre a oferta e a demanda de energia. Esse novo panorama introduziu incertezas às atividades não reguladas, principalmente quanto ao preço da energia elétrica.

No Brasil, o comportamento dos preços da energia elétrica no mercado de curto prazo (*spot*) é especialmente incerto, pois não segue um padrão definido. A justificativa para esse comportamento é algo paradoxal, pois uma das principais vantagens da geração hidráulica de energia elétrica no Brasil é a possibilidade de armazenagem de grandes volumes de água, de maneira a regular a vazão dos rios e garantir geração de energia para cenários de estiagem. Entretanto, atualmente o sistema depende cada vez mais da afluência presente, pois a razão entre a capacidade de armazenamento e a demanda é cada vez menor.

Logo, o gerenciamento do despacho é influenciado pela afluência e pelo nível dos reservatórios, sendo que a incerteza no início de cada período hidrológico é muito grande. Como consequência, a forte incerteza sobre o preço da energia elétrica implica em risco para todos os agentes econômicos, em particular aos geradores e comercializadores de energia elétrica, dificultando conseqüentemente a previsão de fluxos de caixa futuros para o planejamento financeiro.

Considerando este panorama, a identificação e o gerenciamento de riscos mostram-se essenciais para os investidores do setor. Devido à elevada gama de incertezas relacionadas ao preço de energia elétrica (EE) e às diversas técnicas de mensuração de risco, é necessária a utilização integrada e organizada destes instrumentos, para que a modelagem das incertezas seja mais eficiente, ou seja, de forma a garantir um mapa de risco mais completo a quem tem a competência de tomar as decisões (decisor).

O uso integrado das técnicas de mensuração e gerenciamento de risco tende a produzir um mapeamento mais eficiente do risco, em relação ao se utilizar essas mesmas técnicas de forma individual e exclusiva, pois em um determinado sentido elas se mostram complementares. A motivação principal para o desenvolvimento deste trabalho foi a implementação integrada de técnicas financeiras de gerenciamento de riscos, adaptadas ao mercado curto prazo de energia elétrica brasileiro, com foco na evolução do mesmo sob as novas regras setoriais estabelecidas a partir da Lei 10.848 de 2004.

Uma análise prévia do trabalho de Arfux (2004), demonstra que a utilização da média variância como medida de risco é factível, principalmente para o caso brasileiro. Contudo tal medida não valora outras questões do risco de mercado, como o montante de perdas passíveis perante o portfólio escolhido, e até mesmo a condição dessa carteira em relação ao mercado. Portanto a motivação deste trabalho também é, seguindo a linha de pesquisa iniciada por Silveira (2001), aplicar outras técnicas de gerenciamento de risco ao problema da comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro.

O comportamento irregular da distribuição de preços de curto prazo de energia elétrica no Brasil, assim como a utilização de contratos derivativos no setor elétrico constituem uma motivação adicional para adequar técnicas de precificação de opções a este mercado, caracterizado pela forte dependência hidrológica. A correta avaliação dos preços dos contratos de opções influencia diretamente o desempenho das técnicas de gerenciamento de risco, sendo portanto, uma fonte de erro e imprecisão para o modelo integrado sugerido anteriormente.

1.2 Apresentação do Problema da Atividade de Comercialização de EE

A atividade de comercialização no novo ambiente do setor elétrico surgiu em decorrência dos modernos arranjos dos mercados de energia elétrica. Esta atividade consiste basicamente em intermediar negociações de compra e venda de contratos entre os demais agentes do setor de maneira competitiva. Para isso, o agente comercializador não necessita ser detentor de ativos de geração e nem se caracteriza como um consumidor, contudo representa o fornecedor perante os seus clientes compradores e representa um consumidor perante os vendedores de contratos de EE. A importância dessa modalidade comercial se reflete na oportunidade de mitigação e gerenciamento de riscos entre os agentes e no aproveitamento de oportunidades entre oferta e demanda. No Brasil, a atividade de comercialização de energia elétrica é relativamente nova, e os agentes ainda estão adaptando-se ao novo marco regulatório.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)¹, através da Resolução Normativa Nº 109, de 26 de outubro de 2004, os agentes de comercialização são aqueles titulares de autorização, concessão ou permissão, outorgadas pelo Poder Concedente, para fins de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)², visando ao atendimento do consumidor final. O comercializador pode representar agentes compradores e vendedores em suas operações comerciais com contratos de longo prazo ou no mercado de curto prazo. Estas operações podem ser as mais variadas possíveis, desde que atendam à regulamentação comercial vigente, e os preços destes contratos de EE são livremente negociados. Os comercializadores devem ser agentes autorizados pela CCEE e podem ser divididos em dois grupos: independentes (não vinculados a nenhum outro agente de mercado, como geradora ou distribuidora), e não independentes (vinculados a outros agentes de mercado).

¹ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica é uma autarquia federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), que tem por função regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro, bem como a realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME, além de licitação de aquisição de energia para os distribuidores.

² CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, criada nos termos do art. 4º da Lei 10848/2004 e regulamentada pelo Decreto 5177/2004, e é responsável pela administração do mercado de energia com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Sua

De forma geral, os agentes comercializadores representam os clientes livres, pois os mesmos podem obter vantagens comerciais na compra de energia no ambiente livre, mas em contrapartida não são autorizados a vender energia excedente (não utilizada).

A atuação dos agentes comercializadores está restrita ao Ambiente de Contratação Livre (ACL)³ no caso brasileiro, seguindo as disposições da Lei 10.848 de 2004 e do Decreto 5.163 de 2004.

Nas transações comerciais de energia elétrica em mercados mais desenvolvidos são utilizados vários tipos de contratos⁴, como o bilateral (*forward*), o de futuros (padronizados e negociados somente em ambientes exclusivos) e os derivativos, que correspondem a uma vasta gama de tipos de contratos e são comumente representados pelos contratos do tipo opções. Estes vários tipos de contratos existentes são utilizados para mitigar e transferir riscos entre os agentes, buscando posições financeiras que se ajustem ao perfil de risco de cada investidor. Entretanto a efetiva aplicação de contratos derivativos e futuros depende do nível evolutivo dos mercados de cada país, em especial em relação aos mercados de energia elétrica, foco de estudo desse trabalho. No caso brasileiro já é possível participar de pregões na Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F) para a compra de montantes de energia elétrica, todavia, os contratos negociados nesse ambiente são considerados do tipo bilateral na contabilização centralizada da CCEE.

Em suma, o negócio principal da atividade de comercialização é prospectar lucro entre as negociações comerciais. Para isso são necessários a identificação e o gerenciamento dos riscos que atingem o mercado de energia elétrica, principalmente aos relacionados com o preço de curto prazo. Apesar de não ser afetada diretamente pelos riscos operacionais, a atividade de comercialização está exposta a outros riscos, como o regulatório, o de mercado e o de crédito. Avaliando-se os riscos do ponto-de-vista do mercado de energia elétrica, o risco de mercado se caracteriza por ser muito significativo.

estrutura e forma de funcionamento foram estabelecidas no Anexo à Resolução Normativa 109/2004, da ANEEL.

³ A formatação do setor elétrico brasileiro, assim como os ambientes de comercialização de energia elétrica estão dispostos no Capítulo 3.

⁴ Os tipos de contratos existentes e suas formulações matemáticas serão abordados no Capítulo 4.

Diante da necessidade de identificar, mensurar e gerenciar os riscos de mercado no setor elétrico, buscou-se no mercado financeiro técnicas capazes de serem aplicadas ao mercado de eletricidade. Os diversos instrumentos e técnicas disponíveis para a mensuração do risco de mercado analisam suas diferentes características de maneira independente, mostrando ao decisor a escolha ótima para cada atributo.

De maneira geral, as metodologias de mensuração e gerenciamento de risco rebatem sobre um diagrama risco e retorno, identificando dentre as possíveis configurações de carteiras de contratos o portfólio de maior retorno, dentro de um intervalo de risco considerado. Contudo, cada métrica de risco representa uma determinada característica do comportamento dos preços, por exemplo, na Teoria de Portfólios, Markowitz (1952) utiliza a variância da distribuição de probabilidade como métrica de risco. Por outro lado, o mercado financeiro padronizou a utilização do “valor sob risco” (*Value-at-Risk* - VaR) como métrica de risco, o qual considera a máxima perda possível em um intervalo de confiança considerado, por exemplo.

Dessa maneira, caso o investidor escolha somente uma ferramenta de risco como subsídio, ele estará susceptível a outros riscos tão importantes quanto este que acabou de mitigar. Ou seja, uma alternativa ótima através da Teoria de Portfólios de Markowitz não garante a otimalidade sob a ótica do VaR, por exemplo.

Para uma correta assistência de informações ao investidor, é preciso integrar as informações das diversas ferramentas de análise de risco, formando um abrangente mapa de risco e retorno com informações completas e precisas. Desta forma, o decisor pode comparar o impacto de cada medida de risco no seu portfólio de contratos e buscar soluções que espelhem o seu perfil em relação a maior ou menor aversão ao risco.

A literatura técnica classifica como gerenciamento integrado de risco a consideração conjunta do problema de despacho energético com as transações comerciais, ou seja, define integração como o gerenciamento de incertezas físicas e econômicas através de instrumentos financeiros, segundo Mo et al. (2001) e Cabero et al. (2005). Entretanto neste trabalho, a definição abordada para a integração de riscos é aquela que compreende diversas medidas de risco, sobretudo em relação ao risco de mercado, sinalizando ao

decisor uma análise abrangente dos riscos envolvidos em cada alternativa de portfólio. Nesta abordagem somente é considerada a exposição do agente em relação à volatilidade do preço de curto prazo do mercado de energia elétrica, entretanto essa exposição é avaliada através de diversas técnicas de mensuração e gerenciamento de risco.

A aplicação de um método integrado para gerenciamento de riscos financeiros em contratos de energia elétrica torna-se extremamente relevante, pois o mercado de energia elétrica se comporta de maneira ímpar, e quanto maior for o conhecimento qualitativo e quantitativo desses riscos, melhor será o desempenho do agente comercializador no setor elétrico.

1.3 Objetivos Gerais e Específicos

1.3.1 Objetivos Gerais

Este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia e um modelo computacional para análise integrada de riscos financeiros, que agregue diversas medidas de risco complementares e sirva como apoio à decisão na seleção de carteiras de contratos de comercialização de energia elétrica, utilizando instrumentos financeiros adaptados para o setor elétrico brasileiro como alternativas de *hedging*. Apesar dos instrumentos financeiros empregados neste trabalho (contratos de opção⁵) ainda não serem utilizados de forma ampla no mercado brasileiro de energia elétrica, este projeto também tem como objetivo transpor os indicativos de mercados modernos de EE para o caso brasileiro, considerando este como um futuro próximo.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Avaliar as metodologias utilizadas para precificar (quantificar em valor monetário) os contratos de opção, e analisando as suas aplicações para o setor

⁵ Os contratos do tipo opção serão apresentados no Capítulo 4.

elétrico, propor uma formulação de valoração de contratos de opção através da metodologia de árvore binomial recombinante;

- Definir uma metodologia para a construção ótima de portfólios de contratos através de fronteiras eficientes, considerando as metodologias da Teoria de Portfólio de Markowitz e Capital Asset Pricing (CAPM)⁶, associadas com as técnicas de *Value-at-Risk* (VaR) e *Conditional Value-at-Risk* (CVaR);
- Integrar as fronteiras eficientes em um mapa de risco e retorno;
- Calcular o índice Beta da teoria CAPM e encontrar o portfólio de mercado para os contratos disponíveis para a comercialização;
- Aplicar as técnicas de gestão de riscos de forma integrada para um caso prático de comercialização de energia elétrica.

1.4 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica sobre a questão da desregulamentação do mercado de energia elétrica no mundo e em especial no Brasil. Uma abordagem sobre metodologias aplicadas ao problema de comercialização de energia elétrica é realizada, assim como um levantamento sobre as principais técnicas de mensuração e gerenciamento de risco utilizadas no ambiente financeiro.

O atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro é analisado no Capítulo 3, focando a atividade de comercialização de energia elétrica e as principais regras para esta atividade. Também serão ilustrados os mecanismos de contratação mais utilizados, assim como a evolução mercadológica do setor elétrico.

No Capítulo 4 são exemplificados funcionalmente e modelados matematicamente os tipos de contratos passíveis de utilização na composição de um portfólio, de acordo com

⁶ A metodologia *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), assim como as outras metodologias de análise e gerenciamento de risco serão apresentadas no Capítulo 5.

a definição aplicada neste trabalho. O comportamento do preço de curto prazo da energia elétrica é analisado, e as várias formulações de precificação de contratos do tipo opção são avaliadas. Um modelo aproximado para a valoração de derivativos através da técnica de árvore binomial é proposto para o caso brasileiro, assim como para a utilização nesse trabalho, a fim de representar de maneira mais adequada a distribuição dos preços de energia elétrica.

As medidas de risco de mercado utilizadas no setor elétrico são apresentadas e comparadas no Capítulo 5. Uma técnica heurística de formação de “fronteira eficiente” para a utilização no VaR e CVaR é proposta, a fim de possibilitar uma melhor comparação entre as diversas ferramentas de gerenciamento de risco.

No Capítulo 6, uma metodologia de integração das técnicas de gerenciamento de risco é desenvolvida, buscando a identificação das carteiras ótimas considerando diferentes medidas de risco e também possibilitando a comparação dos resultados de cada técnica separadamente.

No Capítulo 7, são mostrados e discutidos os resultados de simulações com a metodologia integrada de risco, realizadas com o modelo computacional desenvolvido. Os estudos realizados nesse capítulo ilustram a versatilidade do método proposto.

Finalizando o trabalho, o Capítulo 8 apresenta as principais conclusões da aplicação do gerenciamento de risco integrado e da comparação das técnicas envolvidas. Sugestões para trabalhos futuros também são apresentadas.



CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo aborda os processos de abertura do mercado de energia elétrica no mundo e no Brasil, e também analisa trabalhos relevantes na área de comercialização. As técnicas de mensuração de risco utilizadas pelo mercado financeiro e as metodologias de otimização de portfólio são apresentadas, tendo foco na utilização prática das mesmas e das suas adaptações para o setor elétrico.

2.1 Introdução

A nova concepção de mercado imposta ao setor elétrico mundial instituiu novos agentes ao negócio de energia elétrica e criou novos vínculos, tanto políticos quanto financeiros. Tal transformação agregou aos agentes novas funções determinadas pelo recente marco regulatório. Esse panorama, repleto de novas regras e variáveis, incentivou o desenvolvimento de pesquisas para adequação de empresas e corporações ao novo ambiente de mercado, principalmente no que tange à atividade de comercialização.

Para o desenvolvimento de novas metodologias aplicáveis a mercados abertos, a compreensão do processo de desregulamentação do setor, o pleno conhecimento do mercado local de energia elétrica e o domínio de técnicas financeiras de gerenciamento de riscos são imprescindíveis. Não obstante, as características físicas da eletricidade, como a dificuldade de armazenamento e as definições de transporte baseadas nas Leis de Kirchhoff, também devem ser relevadas.

A seguir serão discutidos os trabalhos que propõem análises dos tópicos necessários para um entendimento geral sobre o mercado de energia elétrica. Da mesma forma, serão discutidos trabalhos que elucidam a atividade de comercialização no Brasil e no mundo, os modelos de análise e gerenciamento de riscos e as técnicas utilizadas no setor elétrico.

2.2 Mercados de Energia Elétrica

O processo de abertura do mercado de energia elétrica no mundo iniciou-se com a definição dos processos da cadeia produtiva da energia elétrica e dos custos incursos em cada etapa. Um esclarecimento sobre a disposição dos custos de produção da eletricidade e a necessidade de abertura de mercado estão dispostos em Hunt e Shuttleworth (1996). Este trabalho é importante pelo pioneirismo na formalização das estruturas de mercado, discutindo aspectos técnicos da sua operacionalização, além do problema de definição do arranjo regulatório utilizado em cada país, segundo as respectivas particularidades políticas e energéticas. A necessidade da criação de novos agentes, como uma agência reguladora e

um operador do sistema também são tratados naquele trabalho. A inserção de instrumentos financeiros na operação de contratos energéticos é abordada, focando a organização comercial e a mitigação de riscos entre os agentes. A reestruturação do setor elétrico inglês é exemplificada, sendo apontadas suas vantagens e desvantagens.

A definição dos aspectos essenciais da eletricidade em comparação com as *commodities* comuns está disposta em Hunt (2002). Uma análise dos requisitos para competição no setor elétrico é demonstrada, considerando os pontos de vista de todos os agentes envolvidos, abrangendo desde o consumidor até o gerador. Vários modelos de operação de mercado e exemplos existentes são descritos, além de uma análise detalhada dos modelos de negócio de cada agente. O processo de abertura do mercado de eletricidade norte americano é apresentado de maneira cronológica, enfatizando as brechas regulatórias que permitiram a utilização de poder de mercado por parte dos agentes geradores e suscitaram ineficiências no mercado energético.

As prioridades regulatórias para a reforma em setores de infra-estrutura em países em desenvolvimento são definidas em Joskow (1998), levantando a necessidade de um corpo regulador forte e sólido, garantindo assim a transparência, a independência e a eficiência técnica desses setores.

A característica social da eletricidade e a necessidade de ajustar subsídios desenvolvimentistas ao ambiente de mercado são tratados em Dubash (2002). Os impactos políticos e sociais do processo de desregulamentação são considerados através da análise do processo em países que abriram o mercado de energia elétrica, como a Argentina, Índia, Indonésia, Bulgária, Gana e África do Sul.

A reforma nos países em desenvolvimento é analisada através do grau de liberalização em Bacon e Besant-Jones (2002). A determinação de uma sequência ótima de implementação do processo de desregulamentação é obtida com a comparação de casos de sucesso, como o do Chile, e casos de fracasso, como o da Nova Zelândia. Neste trabalho são quantificados riscos relacionados ao setor elétrico sob a ótica do mercado financeiro. A

questão de poder de mercado é abordada, enfatizando a utilização do índice Herfindhal⁷ para mensuração e identificação deste problema regulatório.

A experiência de abertura do mercado de eletricidade no Reino Unido é descrita em Nascimento (1999), com ênfase nos erros regulatórios cometidos que permitiram o abuso de poder de mercado por parte de empresas geradoras, caracterizando uma ineficiência mercadológica. Em contrapartida, os bons resultados técnicos também são abordados, e exemplificados através da substituição de tecnologias ultrapassadas e poluentes de geração de eletricidade (carvão) por tecnologias modernas e mais limpas (gás e fontes renováveis). Outros casos de desregulamentação também são abordados nesse trabalho, como o caso da Noruega e do *Nord Pool* e o caso da Califórnia.

Uma análise completa do processo de desregulamentação na Argentina é demonstrada em Bouille et al. (2001), com destaque para a imposição institucional de organismos financeiros internacionais para a liberalização do setor elétrico, assim como a fraca participação popular nesse processo. As falhas no procedimento de abertura se refletiram no aumento da população carente e no aumento do desemprego no setor elétrico. As brechas regulatórias também causaram poder de mercado e falta de planejamento setorial.

A experiência caribenha com a reforma do setor elétrico é relatada em Report (2001), assim como uma comparação desse processo entre toda a América Latina. Esse documento conclui que a evolução dos mercados de energia elétrica está focada na criação de um mercado futuro, e que um mercado ideal apenas surge em cenários com excesso de capacidade energética. Outra análise referente à reestruturação do setor elétrico na América Latina é apresentada em Araújo et al. (2004), focada no levantamento das vantagens e desvantagens desta liberalização, e identificando tendências entre os países deste bloco regional.

⁷ O Índice de Herfindahl é uma medida estatística de concentração, calculada pela soma dos quadrados da fatia de mercado de todos os agentes do sistema e é influenciada pelo número de participantes no mercado e pelo grau de concentração. Assim, se todos os agentes forem do mesmo tamanho, isto é, se todos tiverem a mesma fatia de mercado, o índice será igual a $1/n$, sendo “n” o número de agentes. No caso extremo de um só agente deter 100% do mercado, o índice seria igual a 1. Adaptado de Stigler (1964).

Um relato completo sobre a primeira década de experiência nórdica com a abertura de mercado está em Gjerde (2002). Esse processo iniciou-se na Noruega, seguindo com a Finlândia, Suécia e Dinamarca, e se tornando o primeiro mercado internacional de eletricidade, o *Nord Pool*. A implementação desse procedimento de abertura de mercado tornou-se exemplo mundial, visto que definiu claramente os direitos e deveres de cada agente e manteve o clima de cooperação mútua entre os mesmos.

Uma comparação da abertura do mercado de energia elétrica nos Estados Unidos da América e na Alemanha é realizada em Kuhlmann et al. (2001). A influência do novo paradigma de mercado na operação do sistema elétrico de potência é analisada, e os autores detectam e propõem soluções aos novos problemas enfrentados pela operação. Estes problemas são identificados como a definição do despacho das usinas em relação à disponibilidade de transmissão e ao pedágio pago antecipadamente por cada agente, e à necessidade de definição de serviços ancilares, tanto qualitativamente quanto quantitativamente.

O processo de desregulamentação na Áustria é relatado em Sander et al. (2001), focando as peculiaridades desse sistema elétrico, como a existência de muitas empresas verticalizadas regionais. O requisito de qualidade de energia elétrica é abordado no âmbito de clientes livres e cativos, e os autores concluem que os primeiros se dispõem a pagar mais pela qualidade de energia, enquanto os últimos se dispõem a ter o suprimento interrompido mediante um desconto considerável na fatura de energia elétrica.

A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo é criticada em Rosa et al. (1998). A necessidade das privatizações é questionada quando compara os processos de desregulamentação com Inglaterra, Noruega, Chile, Estados Unidos da América e Argentina. Este trabalho realça a função da agência reguladora e propõe mudanças no marco regulatório definido no Brasil em 1998. Uma comparação similar, mas com o atual marco regulatório brasileiro definido em 2004, é relatada em Arfux (2004) e Arfux et al. (2004a).

Uma análise entre o modelo implementado no setor elétrico brasileiro em 1998 e o modelo proposto em 2003 (outorgado em 2004) é demonstrada em Bandeira (2003),

descrevendo todo o processo de reestruturação do setor, citando leis e decretos. Indica pontos antagônicos do novo modelo, o qual defende a modicidade tarifária e, contudo, aumenta a carga tributária. Descreve e compara o modelo brasileiro de mercado com os modelos teóricos.

A estrutura do mercado inserida no setor elétrico brasileiro em 1998 é criticada internacionalmente em Brown e Paula (2004). Nesse trabalho é enfatizado o amadurecimento do mercado, além da solidez do corpo regulatório e a eficiência da nova formatação comercial. São propostas modificações na regulação do setor elétrico brasileiro, enfatizando a necessidade de uma maior fiscalização por parte da ANEEL.

Uma importante comparação do mercado brasileiro de energia elétrica com o escandinavo é realizada em Souccar e Turpin (2004). As similaridades dos sistemas são detectadas, enfatizando a grande dependência hidráulica e o método de projeção de preços de curto prazo. Um prognóstico sobre os preços de expansão do sistema elétrico brasileiro é demonstrado, de forma a balizar investidores estrangeiros interessados em participar de leilões de energia.

Uma comparação do processo de desregulamentação do setor elétrico entre países desenvolvidos e em desenvolvimento é ilustrada em Dehdashti (2004) e Oliveira et al. (2004). A influência econômica é elucidada para os países desenvolvidos, enquanto que para os países em desenvolvimento a influência política estrangeira é apontada como a principal causa desse processo. A consistência do novo panorama do setor elétrico é confirmada, dado que o retrocesso para um modelo monopolista é totalmente descartado.

A utilização do setor elétrico para alavancar o desenvolvimento social em países em desenvolvimento, sem denegrir o ambiente de competição é analisada e discutida em Oliveira e Martins (2006). A necessidade de subsídios para financiar eletrificação e consumo para a população carente é colocada como paradigma no ambiente de mercado, o qual não aceita imperfeições econômicas que onerem competidores eficientes. A importância social da eletricidade é colocada como fator principal para a inclusão social. Seguindo esta mesma linha de pesquisa, em Oliveira et al. (2006a), as ações de responsabilidade social realizadas pelas concessionárias estatais de transmissão e

distribuição de energia elétrica são apresentadas, focando a importância dessas ações para o desenvolvimento social do país e sugerindo uma adequação regulatória, de maneira a fomentar esse tipo de ação nas concessionárias de caráter privado.

Vazquez et al. (2002) defende que a implementação do ambiente de mercado no setor elétrico deve ser muito bem regulamentada, a ponto de que nenhuma intervenção regulatória seja necessária para corrigir imperfeições no mercado. Os autores defendem a implantação de um mercado de eletricidade totalmente aberto, gerido exclusivamente pelas regras de mercado de oferta e demanda.

Considerando as análises dos mercados de energia elétrica de vários países, pode-se concluir que em médio prazo a atividade de comercialização não apresenta risco iminente de extinção. Portanto, são cabíveis estudos que propiciem a evolução desta promissora atividade do setor elétrico. Ao contrário, observa-se uma preocupação crescente dos agentes ligados ao setor elétrico, em aproveitar as oportunidades impostas pela atividade de comercialização de energia, atuando como *trader*⁸ e *broker*⁹, ou mesmo, no caso dos agentes geradores, congregando-se operação e comercialização de energia elétrica, através de um modelo de gerenciamento integrado de risco.

2.3 A Atividade de Comercialização

A atividade de comercialização é caracterizada por ser um jogo de estratégias e pela busca continuada da solução ótima na formação de portfólios que maximizem o lucro dos decisores, considerando o perfil dos mesmos em relação aos riscos do mercado. Uma análise desta atividade no setor elétrico brasileiro é realizada em Schuch et al. (2003), e conclui que a falta de regulamentação é a principal fonte de incertezas no caso brasileiro, além da diversidade de contratos comerciais ter criado ineficiências econômicas ainda não superadas.

⁸ *Trader* – agente de comercialização (MONGELLI, 2002).

⁹ *Broker* – entidade que compra e vende energia (MONGELLI, 2002).

O papel do consumidor livre e os desafios para a competição no varejo são descritos em Barbosa et al. (2003). O benefício do consumidor livre com a queda do preço da eletricidade é elucidado, além da alavancagem do relacionamento das empresas com os consumidores. Segundo esse trabalho, foi detectado um aumento na qualidade dos serviços prestados na área de energia elétrica em todo o mundo, tanto para consumidores livres quanto para consumidores cativos, em função do processo de desregulamentação do setor elétrico. Esta qualidade é relacionada aos aspectos técnicos do suprimento de energia (atendimento dos níveis regulados de frequência, tensão e continuidade de serviço), assim como aos aspectos burocráticos do atendimento ao cliente (atendimentos telefônicos, dúvidas relacionadas a faturas e ao serviço de energia elétrica) de forma eficiente e eficaz. O papel dos consumidores como incentivadores da eficiência econômica nas empresas do setor elétrico é discutido e relevado neste trabalho.

Uma análise estratégica de comercialização de energia é desenvolvida em Ferreira et al. (2003), através da utilização de um modelo multiagentes em sistemas hidrotérmicos. A Teoria dos Jogos é modelada através de inteligência artificial, porém considera o mercado em competição perfeita, ou seja, considera que os agentes não possam manipular o preço da eletricidade, os concorrentes não se comuniquem e não conheçam os dados dos demais participantes do mercado. Para escolher a melhor estratégia comercial são considerados a demanda do momento, a capacidade do decisor, a escolha dos concorrentes e o nível do reservatório. Agentes virtuais simulam os concorrentes com base em comportamentos passados. O Teorema Minimax¹⁰ é utilizado para resolver o jogo, ou seja, é considerada a minimização do máximo arrependimento.

Uma simulação de mercado multiagentes através da Teoria dos Jogos é proposta também em Praça et al. (2001). Entretanto neste trabalho, cada tipo de agente pode ser modelado em diferentes níveis, compondo um mercado com agentes distintos entre si, assim como o grau de liberalização do mercado. Cada possível decisão pode ser simulada e comparada, de modo a balizar o decisor.

¹⁰ O Teorema Minimax foi provado para condições gerais de jogo por John von Neumann em 1937, e significou uma revolução na pesquisa da Teoria dos Jogos. O teorema considera que em um jogo de dois jogadores com soma zero, é racional para cada jogador escolher a estratégia que maximiza seu ganho mínimo, ou, de forma equivalente, que minimiza o ganho máximo do outro. O par de estratégias é tal que cada jogador maximiza seu *payoff* mínimo e esta é a "solução" do jogo. Adaptado de Fan (1953).

A importância da análise dinâmica para garantir a estabilidade das transações comerciais de um mercado de eletricidade é descrita em Alvarado (1999). Essa dinâmica precisa ser considerada na criação e aplicação de instrumentos financeiros, de modo a se obter uma previsão real do comportamento do mercado frente a acontecimentos futuros.

A capacidade de um agente gerador manipular o preço de curto prazo, em mercados de energia com leilões em base horária, é modelada em Torre et al. (2002). Para isso o autor aplica uma aproximação utilizando programação linear.

Uma proposta de formulação de contratos bilaterais passíveis de interrupção, através da aplicação do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), é introduzida em Gedra (1994), assim como a idéia de utilizar contratos de opção nas transações comerciais energéticas.

O reflexo do problema de gerenciamento do congestionamento da transmissão nos contratos comerciais energéticos é abordado em Hao e Shirmohammadi (2002). O trabalho demonstra como o arranjo regulatório e o modelo de despacho influenciam nas operações de mercado.

Um método para estimar o preço da energia no mercado atacadista brasileiro dentro de um horizonte de médio prazo é apresentado em Castro e Filho (2003). A correlação entre o Custo Marginal da Operação (CMO¹¹) e a energia afluenta armazenada do sistema é utilizada para avaliar o preço de curto prazo (*spot*), dado que o último tende ao primeiro no curto prazo. Comparando-se a estimativa obtida através do método desenvolvido e o real preço acontecido, os autores concluem que o modelo é satisfatório. As definições utilizadas neste trabalho, assim como uma apresentação completa à atividade de comercialização no Brasil e uma abordagem sobre o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) encontram-se em Da Silva (2001).

Para Whittington et al. (1996) as particularidades da eletricidade frente às outras *commodities* fomentam o desenvolvimento de sistemas especialistas para ferramentas de

¹¹ Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo unitário de carga no sistema (DA SILVA, 2001).

suporte à decisão. Um sistema especialista adaptado para o sistema horário de leilão inglês é apresentado, considerando o risco de despacho do gerador.

2.4 Gerenciamento de Riscos na Atividade de Comercialização

Uma completa abordagem sobre derivativos, contratos futuros e opções focada no mercado financeiro é realizada em Hull (2000). Também focado no mercado financeiro, principalmente o de ações, Jorion (1997) apresenta a implementação do VaR como medida de risco e as vantagens da sua utilização na constituição de carteiras dentro do capital econômico¹² do decisor.

Um estudo sobre o estado da arte para a avaliação de riscos no mercado de energia elétrica é apresentado em Dahgren et al. (2003), focando a adaptação de técnicas utilizadas em bolsa de valores e bancos de investimento para o mercado energético. Neste trabalho são demonstradas as deficiências do VaR frente à extrema volatilidade do preço da eletricidade, e sendo defendido o *hedging* financeiro como principal ferramenta para mitigar riscos.

Os fundamentos para mensuração de riscos, as técnicas aplicáveis e a natureza de cada tipo de risco são abordados em Pilipovic (1998) e Marrison (2002). Em particular, a questão de risco de mercado é enfatizada, demonstrando técnicas para cada tipo de avaliação, como o teste de cenários, o Teste de Estresse¹³, o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) e o valor sob risco (VaR) e suas aproximações (CVaR, CFaR entre outros).

Um tutorial completo do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) sobre avaliação de riscos e gerenciamento financeiro para mercados de energia elétrica é apresentado em Anders et al. (1999). Nesse trabalho são levantados e definidos os

¹² Capital econômico, também conhecido como capital regulatório, é a quantia financeira mínima necessária como requisito para realizar operações financeiras. No caso do VaR pode ser considerado como a máxima perda aceitável pelo investidor.

¹³ O Teste de Estresse faz parte da análise de cenários, e testa o comportamento de um portfólio no cenário com piores condições para o decisor.

conceitos de derivativos, modelos estocásticos, modelos de previsão, de risco e de análise de decisão.

A utilização de contratos derivativos em mercados competitivos de energia elétrica e a avaliação de técnicas financeiras adaptadas para o setor energético são discutidas em Cigré Task Force (2000). A integração de modelos físicos de despacho e de modelos financeiros comerciais é apresentada e aplicada ao caso brasileiro. A influência da correta precificação de opções é abordada de maneira a não distorcer os reais preços dos contratos.

Um amplo estudo sobre o mercado brasileiro de energia elétrica, abordando a formação de preço, a atração de investimentos e o gerenciamento de risco para os agentes do setor elétrico encontra-se em David (2004). Neste trabalho utiliza-se a teoria de decisão, através do critério de Certeza Equivalente para definir o perfil de risco dos agentes do setor elétrico e assim buscar a melhor opção de portfólio para o mesmo.

O problema de mensuração e gerenciamento de riscos de mercado em mercados de energia é abordado em Denton et al. (2003), através da utilização de modelos de opções reais e técnicas de otimização estocástica. Neste trabalho os autores aplicam a metodologia de árvore trinomial para precificação de opções e considera a dinamicidade do mercado. Também dividem as técnicas de mensuração de risco por horizonte de estudo, ou seja, curto, médio e longo prazo.

A utilização do CVaR para a otimização de risco de crédito em ações é descrita em Andersson et al. (2000), através da utilização de dados gerados pelas simulações de Monte Carlo e resolução do problema através de programação linear. Esse exemplo é similar ao utilizado no mercado de energia elétrica, visto que o comportamento dos dados é parecido. O autor defende que o CVaR é uma medida de fácil utilização e entendimento, pois é uma aproximação do VaR e mede a perda esperada de um ativo dado um grau de confiança. Ou seja, não é apenas um percentil como no VaR, mas sim a média dos percentis considerados no grau de confiança.

A utilização do CVaR em programas estocásticos com distribuições de probabilidade pobremente definidas é abordada em Krokmal et al. (2003). Nesse trabalho os autores concluem que a técnica é compatível com a programação linear (atende os

requisitos de convexidade) e é utilizável para a obtenção de soluções ótimas inteiras (otimização de soluções de problemas inteiros).

A otimização para *hedging* financeiro baseada no CVaR é estudada em Rockafellar e Uryasev (2000), concluindo que é uma medida mais estável e coerente que o VaR, além de ser de fácil implementação. Estes mesmos autores, em outra publicação, Rockafellar e Uryasev (2002), analisam o comportamento da utilização da metodologia “valor esperado sob risco” (CVaR) para distribuições de probabilidade de perdas, focando a coerência da medida de risco e a facilidade de implementar atalhos em técnicas de programação linear, visando à otimização de portfólios. Os autores salientam a questão da eficiência e estabilidade numérica dessa técnica.

Silveira (2001) explicita os conceitos e a modelagem do mercado de opções com foco no mercado brasileiro de energia elétrica. Castro (2000) também utiliza esta linha de pesquisa, porém aborda a Teoria das Opções Reais. Segundo Trigeorgis (1996), a opção real é o direito, mas não a obrigação, de empreender uma ação, como, por exemplo, diferir, expandir, contrair ou abandonar, por um período preestabelecido a vida da opção. Considerando como referência de análise um custo predeterminado de desenvolvimento que se denomina preço de exercício.

As opções reais e financeiras são semelhantes, mas não idênticas, de acordo com Dias (2004). Portanto uma analogia pode figurar conclusões errôneas em relação ao modelamento dessas opções. A opção real está mais atrelada a decisões gerenciais, e considera incertezas externas e internas, visto que esta última não é considerada em opções financeiras. Em suma as opções reais são relacionadas a investimentos em negócios e seu desenvolvimento, enquanto as opções financeiras são relacionadas à especulação em relação a preços de *commodities* em diversos tipos de mercados.

2.5 Otimização de Portfólios em Mercados de Energia Elétrica

A otimização de carteiras de ativos físicos em geração de energia elétrica é descrita através de uma ampla análise de risco em Domingues et al. (2003). Esse trabalho considera

que o *hedging* se inicia para ativos físicos através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) no caso de sistemas hidrotérmicos como o brasileiro, e relaciona incertezas como a afluência, a demanda, o preço do dólar e o preço spot. A metodologia de Monte Carlo é utilizada para tornar aleatórias estas incertezas (*Random Walk*) e obter séries sintéticas que modelam cenários de incertezas. A variação da carteira de portfólios é considerada como *hedging* principal. Opções exóticas são utilizadas como possíveis contratos.

A posição comercial das empresas geradoras é abordada em Marzano et al. (2003a) e Marzano et al. (2003b), através da função financiadora da iniciativa privada na expansão do parque gerador e da necessidade de obtenção de lucro. Considera que o risco de mercado, o risco de despacho e o risco de crédito são os mais significativos nesta atividade. Analisa a otimização de contratos em médio e longo prazo, considerando a característica dinâmica do problema e o acoplamento temporal. Utiliza a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para resolver o problema, visto que é considerado estocástico e de grande porte. A técnica “valor sob risco” (VaR) é empregada para a avaliação dos resultados.

Uma metodologia para precificação de esquemas de *hedge* para uma carteira de usinas hidrelétricas é desenvolvida em Lisboa et al. (2003). Esse método define a quantidade de energia e o preço de um contrato de energia *backup*, para que o gerador possa se proteger contra adversidades e riscos exógenos. Para isso utiliza conceitos do VaR, da função utilidade e da certeza equivalente. Também considera a existência do MRE e quantifica a possibilidade de falhas nas unidades geradoras. Exemplifica de maneira ampla a exposição do gerador no mercado de energia elétrica.

O aspecto multidimensional no risco é analisado através da aplicação de técnicas multicritérios e da metodologia de lógica “nebulosa” (*Fuzzy Logic*) em Schmutz et al. (2002) e Zelaya (2004). Nestes trabalhos são considerados os riscos de preço, de quantidade e de crédito para a otimização de portfólio. Consideram os contratos bilaterais e as opções como possibilidades comerciais.

Uma metodologia integrada para o gerenciamento de riscos, que envolve a atividade de venda de energia e a operação (despacho) de forma integrada, em uma

empresa de geração é desenvolvida em Mo et al (2001). O *hedging* através de contratos futuros é aplicado juntamente com uma previsão de despacho. O nível de risco é controlado através de metas de remuneração. O problema é resolvido utilizando programação dinâmica estocástica e programação dual dinâmica estocástica.

Também baseado na metodologia de sistema integrado para gerenciamento de riscos, Granville et al. (2003) utilizam a metodologia de árvore binomial para precificação de opções, com a justificativa de que é a mais adequada ao perfil da distribuição de preços *spot* no Brasil. Os autores defendem a idéia de que um portfólio livre de riscos é baseado em contratos futuros e, ao diminuir o risco, diminui-se o retorno esperado.

Cabero et al. (2005) utilizou um modelo integrado de gerenciamento de riscos com ênfase no médio prazo para a operação de geradores hidroelétricos. Neste caso são consideradas tanto as incertezas físicas quanto as incertezas financeiras. As incertezas físicas são aquelas relacionadas com a probabilidade de despacho e de falhas, e as incertezas financeiras são aquelas relacionadas com a probabilidade do preço de mercado da energia elétrica. A programação estocástica é utilizada para resolver o problema de otimização em conjunto com a técnica do “valor esperado sob risco” (CVaR). Instrumentos financeiros e fontes de produção são aplicados de maneira integrada para praticar o *hedging*.

Uma proposta de minimização de riscos de portfólios compostos por contratos de longo prazo de geradores em ambientes de operação descentralizada é desenvolvida em Bjorkvoll et al. (2001). A questão do planejamento da geração é abordada como fator influente na composição de preços futuros.

O problema de estratégia de curto prazo para geradores, baseada nos contratos de longo prazo é analisado e solucionado em Illerhaus e Verstege (2001). Os autores relacionam financeiramente os contratos de longo prazo com o mercado *spot* de energia elétrica, e ao identificar oportunidades de arbitragem nestes ambientes, provêem um lucro extra aos agentes geradores. Um exemplo do modelo desenvolvido para o mercado alemão é demonstrado, definindo o despacho do gerador e as transações comerciais de curto prazo para que o máximo lucro seja obtido.

As preferências do decisor, assim como o seu perfil em relação ao risco são modelados através da Teoria de Função Utilidade em David et al.(2001) e Mongelli (2002). A partir desse modelamento o segundo monta carteiras baseadas na Teoria de Portfólios de Markowitz.

Bjorgan et al. (1999) propõem uma forma de gerenciamento de risco para um sistema termelétrico através da possibilidade de construção de uma carteira composta por contratos futuros. A ferramenta utilizada para identificar e classificar o portfólio preferido é a técnica da fronteira eficiente de Markowitz. O comportamento do decisor nesse trabalho é modelado via curvas de indiferença.

Arfux (2004) e Arfux et al. (2004b) abordam o gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com o uso de instrumentos derivativos. Sua proposta é baseada na aplicação da Teoria de Portfólios de Markowitz para otimizar as carteiras de agentes comercializadores, aplicada a cenários de fluxo de caixa, considerando para a definição do portfólio ótimo a combinação de contratos bilaterais, mercado de curto prazo e contratos flexíveis de opções do tipo *Call* e *Put*¹⁴. A utilização do VaR, CVaR e CAPM para o mesmo problema é apresentado em Oliveira et al. (2006b), considerando a integração das fronteiras eficientes de cada método e dessa forma comparando cada uma delas segundo a técnica de risco escolhida.

2.6 Conclusão

O processo da liberalização do mercado de energia elétrica em todo o mundo é hoje um fato, e o retorno para o modelo monopolista é algo impensável no médio prazo, dado a atual importância do setor privado em todas as cadeias produtivas do setor elétrico, e frente à baixa capacidade estatal para alavancar investimentos próprios nesse setor.

A atividade de comercialização está se desenvolvendo à medida que o mercado amadurece e novos ambientes de comercialização são criados. Contratos derivativos são

¹⁴ Os contratos tipo opção *Call* e *Put* serão explicados e modelados no Capítulo 4.

introduzidos nas transações comerciais energéticas devido à flexibilidade perante os demais contratos, fomentando o desenvolvimento de técnicas de mitigação de riscos e mensuração dos mesmos.

A importância da utilização de técnicas eficientes para mensuração e conseqüentemente gerenciamento dos riscos associados à atividade de comercialização de energia elétrica é cada vez mais reconhecida pelos agentes do setor, pois estes agentes estão cientes de que, quanto mais precisas forem as modelagens associadas ao problema, maiores serão as chances de maximização dos seus lucros. A relevância do tema pode ser constatada pelos inúmeros trabalhos publicados e pelas diferentes abordagens propostas.



CAPÍTULO

3

O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo aborda a atual formatação do marco regulatório para o setor elétrico brasileiro, enfatizando a atividade de comercialização. Além disso, são descritas as possibilidades de contratação de compra e venda de energia elétrica pelos agentes do mercado.

3.1 Marco Regulatório Brasileiro

O novo marco regulatório brasileiro para o setor elétrico, outorgado pela Lei 10.848 de 15 de março de 2004, manteve a estrutura de mercado competitivo na geração e comercialização definida na primeira reestruturação do setor, porém criou um ambiente regulado de contratação de energia elétrica referente ao negócio de distribuição. Os principais motivos para o rearranjo do arcabouço regulatório, foram a crise energética vivida em 2001, batizada de “apagão” e caracterizada pelo racionamento obrigatório de energia, e a necessidade de garantir a modicidade tarifária à população, sem refletir de imediato os movimentos de mercado. Desta maneira os principais objetivos do novo modelo para o setor elétrico brasileiro segundo (MME, 2003) são:

- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- promover a modicidade tarifária, por meio de contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- fomentar a inserção social no Setor Elétrico.

A primeira medida para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica foi a mudança nos critérios de contratação das distribuidoras (obrigação de contratar 100% da carga prevista / realizada), e nos critérios de cálculo de energia assegurada¹⁵ das usinas hidrelétricas, equiparando as mesmas com a energia firme¹⁶, ou seja, diminuindo o lastro energético disponível para comercialização das geradoras. Com esta manobra, o governo diminuiu a oferta disponível de energia e aumentou o preço *spot*, o qual estava muito baixo e estava prejudicando o fluxo de caixa das empresas geradoras estatais federais (reflexo “pós-apagão”, que foi caracterizado por um período de excesso de energia disponível).

¹⁵ A energia assegurada de uma usina hidroelétrica é a máxima energia que pode ser ofertada a um risco prefixado de não atendimento, obtida através de simulações da operação das usinas/reservatórios do sistema, utilizando séries naturais e sintéticas de energias afluentes e despachando as usinas térmicas segundo uma política ótima de operação, conforme metodologia aprovada pela ANEEL (DA SILVA, 2001).

¹⁶ A energia firme de uma usina hidroelétrica é a sua energia média gerada durante o período crítico, período em que os reservatórios do sistema partindo cheios e sem reenchimentos totais intermediários, sejam deplecionados ao máximo. Atualmente, corresponde ao intervalo entre junho de 1949 a novembro de 1956 (DA SILVA, 2001).

Além disso, o governo definiu o planejamento da expansão de geração e de transmissão como determinativo, e não mais apenas indicativo como anteriormente.

A caracterização da modicidade tarifária nesse novo modelo se baseou na contratação eficiente de energia elétrica para os consumidores regulados, ou seja, foi criado o Ambiente Regulado de Contratação (ACR), no qual as distribuidoras compram energia das geradoras através de leilões de médio e longo prazo, sempre na modalidade “menor tarifa”. Além disso, o ambiente tipo *pool* foi inserido no setor elétrico brasileiro, o que caracteriza a atuação em forma de cooperativa das empresas de distribuição para aquisição de energia elétrica. O intuito dessa ação é uniformizar e baratear a tarifa de compra das empresas distribuidoras, de forma a usufruir as vantagens da economia de escala nesta operação e ao mesmo tempo mitigar riscos entre os agentes setoriais.

Entretanto, de forma a manter os investidores privados no setor elétrico, de definir uma certa continuidade regulatória e ao mesmo tempo admitir os benefícios e vantagens obtidos através da criação de um ambiente de mercado, foi criado o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No qual acontecem as transações comerciais de energia elétrica entre agentes geradores, comercializadores e consumidores livres, conforme será explicitado adiante.

Os novos empreendimentos de geração foram beneficiados neste novo modelo, visto que também participam do ACR, porém em leilões específicos para a venda de energia de usinas ainda não construídas para as empresas distribuidoras (contrato futuro). Por conseguinte criou-se assim uma garantia financeira baseada em contratos bilaterais para os investidores interessados na expansão do parque gerador.

A inserção social dos cidadãos carentes provocada por ações do setor elétrico agora está garantida através de tributos específicos, definidos na estruturação da tarifa de energia elétrica, e destinados a programas sociais, como o caso da universalização da energia elétrica. Essa foi a solução encontrada para restaurar os benefícios dos subsídios cruzados existentes no antigo modelo monopolista, e eliminado com a abertura de mercado, sem promover ineficiências no mercado (OLIVEIRA et al., 2006).

A evolução do marco regulatório brasileiro está descrita na sua primeira reestruturação em Mongelli (2002), e na sua segunda e atual reestruturação em Arfux et al. (2004a). Um breve indicativo desta evolução, registrada pelos documentos legais está descrito na Figura 3.1.

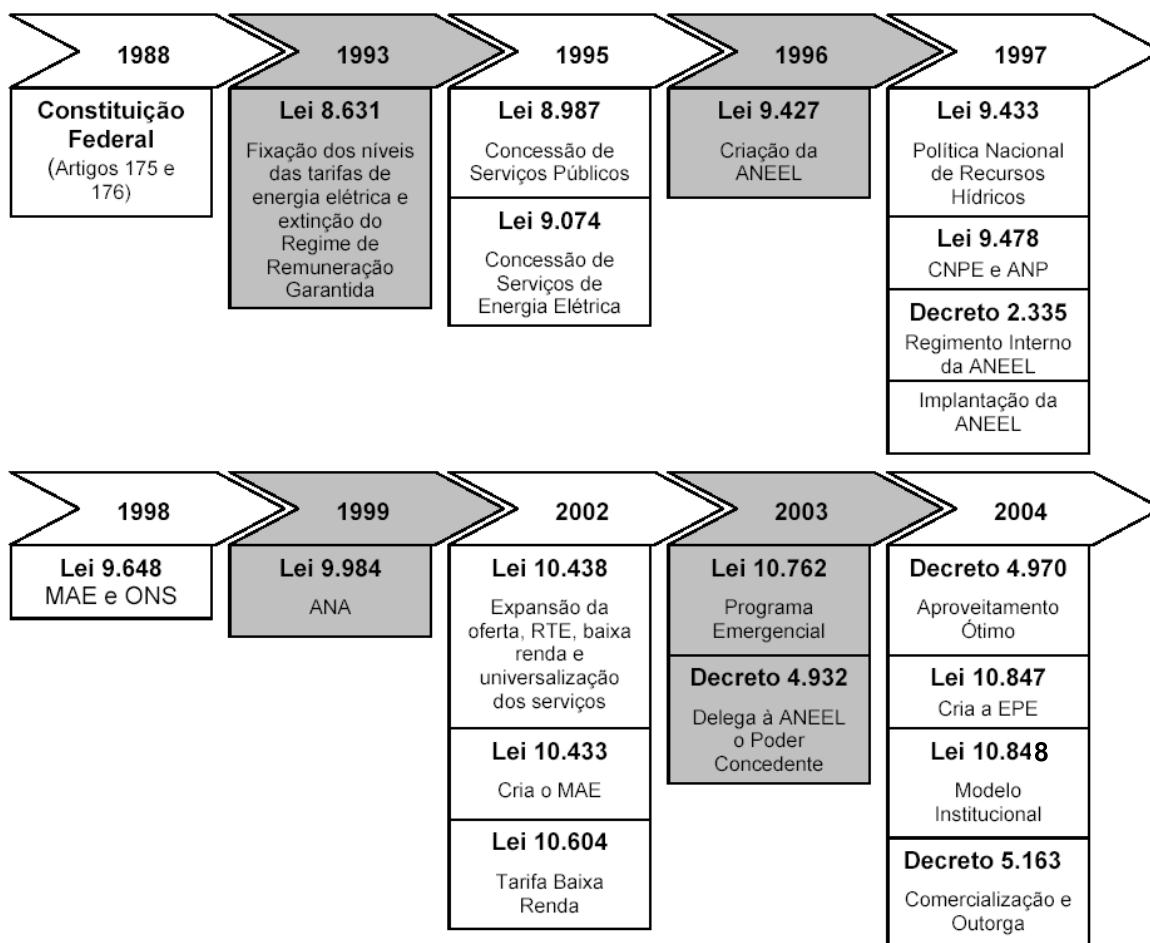


Figura 3.1 Evolução do marco legal do setor elétrico (ANEEL apud PEDROSA, 2005).

Considerando uma análise teórica da nova formatação do mercado brasileiro de energia elétrica, pode-se inferir que é uma combinação entre o modelo do tipo *pool* e o modelo tipo competição no atacado, ambos descritos respectivamente como Modelo 2 e Modelo 3 em Hunt e Shuttleworth (1996). Esta heterogeneidade ajusta os modelos teóricos do setor elétrico à realidade do sistema elétrico brasileiro, buscando orientação governamental no planejamento energético de longo prazo e garantindo modicidade tarifária aos clientes cativos, que segundo Oliveira et al. (2004) não eram beneficiados ao

mesmo nível dos clientes livres na antiga formatação setorial que já contemplava o ambiente de mercado na geração e comercialização de energia elétrica.

3.1.1 Agentes de Mercado do Setor Elétrico Brasileiro

A nova formatação do marco regulatório do setor elétrico brasileiro manteve a existência dos agentes de mercado, somente regulando de maneira mais rígida e restrita a atuação dos mesmos.

A atividade de transmissão não sofreu grandes mudanças, continuando a mesma regulada por ser considerada um monopólio natural. Porém, os leilões de expansão do sistema de transmissão são agora guiados pela menor tarifa de remuneração e não pelo maior valor de cada lote como no antigo modelo.

A atividade de distribuição também continuou regulada, mas com restrições em relação às normas contratuais. Conforme será elucidado mais adiante, as empresas distribuidoras devem contratar 100% da sua demanda prevista no ACR, salvo algumas exceções de contratação para ajustes, as quais poderão ser realizadas no ACL. As negociações no ACL podem ser consideradas instrumentos de gestão de riscos e incertezas. Porém a recontratação de energia existente nos leilões anuais e o recebimento, ou a transferência sem custos, de excedentes de contratos de energia de outras distribuidoras são permitidos, desde que sem a intermediação de nenhum outro agente. Outra restrição imposta pelo MME foi a extinção do *self dealing*, ou seja, fica proibida a geração de energia elétrica a partir de usinas próprias para atendimento de sua demanda cativa por parte das distribuidoras.

A atividade de geração juntamente com a de comercialização foram as mais afetadas, pois a liberdade de formatação de arranjos contratuais e comerciais foi amplamente restringida. Entretanto a atividade geradora foi beneficiada no ponto de vista de segurança de receita, pois é possível garantir a venda de energia a longo e médio prazo através de contratos bilaterais firmados com o *pool*, diminuindo o risco de liquidez e a exposição ao risco de mercado. As novas concessões de geração também foram beneficiadas, pois além de receberem garantias ambientais para a construção dos

empreendimentos, também serão agraciadas por contratos bilaterais firmados com o *pool* através de leilões específicos. Entretanto para participar do ACL estes novos empreendimentos terão que pagar uma compensação ao *pool*, de forma a remunerar os clientes cativos que financiam indiretamente a expansão do parque gerador.

A atividade de comercialização ficou restrita à atuação no ACL (salvo exceções no ACR), e principalmente pelas condições impostas aos consumidores para se tornarem livres. Apesar das restrições de demanda e nível de tensão, o novo modelo define que os consumidores potencialmente livres devem optar pela migração ao ACL com pelo menos quinze dias de antecedência. Contudo o retorno à condição de cliente cativo deverá ser solicitado à distribuidora com antecedência mínima de cinco anos.

Apesar de ser considerado livre, o consumidor continuará sujeito a encargos tributários e a impostos setoriais específicos. Essas regras afunilam a potencialidade e a propensão dos clientes cativos de migrar para a condição de cliente livre, criando garantia de demanda para as empresas distribuidoras e restringindo a atuação dos agentes comercializadores no setor elétrico. Além disso, essas medidas tornam o mercado mais fechado, com liquidez reduzida e ineficiente, visto que a possibilidade dos agentes procurarem posições opostas no mercado se reduz, dada a escassez de participantes desse ambiente.

A atuação de comercializadores no ACR está restrita à participação em leilões específicos promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com contratos de duração não superior a dois anos e à representação de geradores nos leilões de mercado do *pool*.

O novo arranjo de mercado restringiu muito a atuação de comercializadores no setor elétrico, de maneira a preservar os consumidores cativos da especulação de mercado. Além disso, resgatou o cooperativismo entre as empresas de distribuição e direcionou o financiamento da expansão do parque gerador para os clientes cativos.

3.1.2 Agentes Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro

A nova formatação do marco regulatório do setor elétrico brasileiro manteve a existência dos antigos agentes institucionais como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a ANEEL e definiu a criação de outros, visando aumentar a segurança no suprimento de energia elétrica à população.

O MME retoma a posição de órgão governamental de maior poder e influência no setor elétrico brasileiro, responsável pela formulação e implementação de políticas públicas referentes ao setor energético, assim como pela formatação do setor elétrico. O MME também exerce a função de planejamento setorial além de exercer o Poder Concedente.

O ONS teve sua autonomia ampliada, diminuindo seus vínculos com o MME. Sua função é executar as atividades de coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Dentre estas atividades engloba a operação energética centralizada e o controle de livre acesso ao SIN.

A ANEEL manteve seu vínculo com o MME e é responsável pela regulação e fiscalização do setor elétrico, bem como pela realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME. A licitação de aquisição de energia para os distribuidores no ACR também está sob sua responsabilidade.

Para manter uma avaliação permanente da segurança de suprimento de energia elétrica no Brasil, foi instituído no âmbito do MME o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Para evitar que novos períodos de racionamento venham a ocorrer, este comitê, no caso de desequilíbrios conjunturais entre a oferta e a demanda, poderá propor medidas preventivas para restaurar os níveis adequados de segurança. Uma das possíveis medidas é a definição de preços da energia elétrica.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi substituído pela CCEE, e conforme o decreto 5177/2004, é responsável pela administração do mercado de energia. Ao incorporar as estruturas organizacionais e operacionais relevantes do MAE, a CCEE se responsabilizou pela contabilização e liquidação de diferenças contratuais no curto prazo,

além de assumir o papel de administrar os contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados.

O planejamento energético do setor elétrico foi delegado pelo MME para a recém criada Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Esta nova instituição será responsável por desenvolver estudos técnicos necessários para subsidiar o planejamento do setor energético nacional em campos como energia elétrica, petróleo e gás natural e eficiência energética. Esta função já existia no modelo monopolista e era exercido pela Eletrobrás S.A. Devido ao processo de desregulamentação do setor elétrico, essa função precisou ser desvinculada de um agente de geração e transmissão, que caracterizam atualmente as ações da holding Eletrobrás S.A.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), tem a função de propor uma política energética nacional ao Presidente da República, de propor a licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, e propor o critério de garantia estrutural de suprimento.

Esta nova formatação dos agentes institucionais buscou a clara definição de responsabilidades em prol da segurança ao suprimento de energia elétrica, antes indefinidas diante das brechas regulatórias existentes.

3.1.3 Modelo de Contratação de Energia

O atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro define a coexistência de dois ambientes de mercado, o ACR e o ACL, conforme a Figura 3.2.

O ACR é caracterizado por ser uma espécie de cooperativa entre as empresas distribuidoras, as únicas compradoras neste ambiente também chamado de *pool*. Existem três tipos básicos de contratação no *pool*:

- contratação de nova geração;
- contratação de geração existente;
- contratação de ajuste.

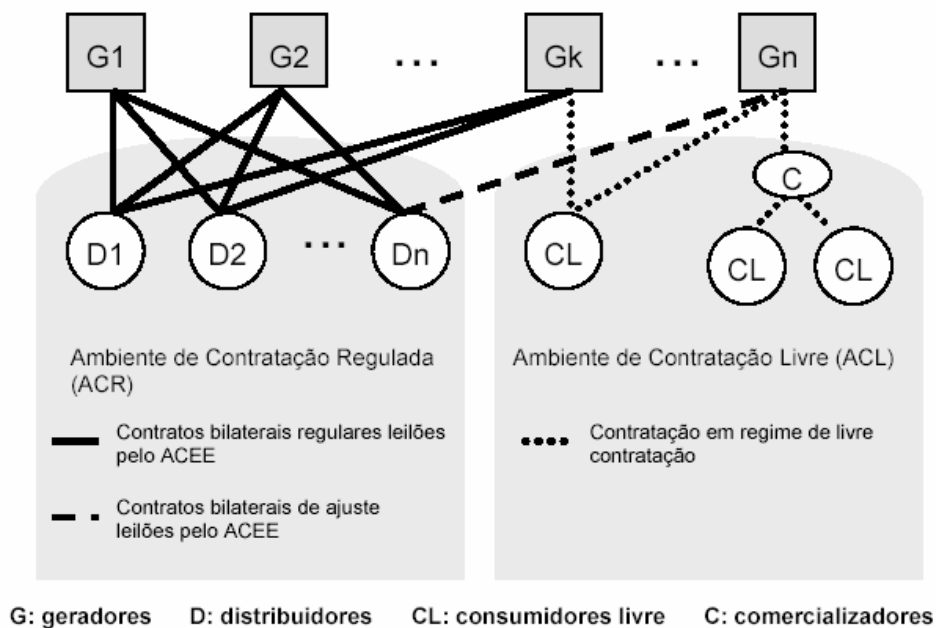


Figura 3.2 Visão Geral do Modelo de Contratação (MME, 2003).

Desta forma as compras de energia serão sempre em forma de leilão de menor preço ofertado pelas empresas geradoras, considerando o montante indicado pelo somatório da previsão de carga das empresas distribuidoras. Portanto a tarifa para cada distribuidora será única, e representará a média do preço da energia contratada de cada agente gerador vencedor do leilão. Dessa forma a incerteza em relação ao preço de curto prazo de energia elétrica para agentes distribuidores é irrelevante quando comparado ao risco de crédito a que estão expostos. Pois o principal custo da energia elétrica, quando a concessionária obedecer aos parâmetros regulatórios, pode ser repassado integralmente ao consumidor cativo e será representado pelo preço do *pool*.

A sequência temporal das contratações no ACR está demonstrada na Figura 3.4, referidas a uma base anual, e define os instrumentos de gestão de risco para as empresas distribuidoras como sendo:

- estratégia de contratação de energia nova (A-5 e A-3);
- contratação de ajuste a partir do ano A-2;
- ajuste nos contratos com geradores existentes a cada licitação anual.

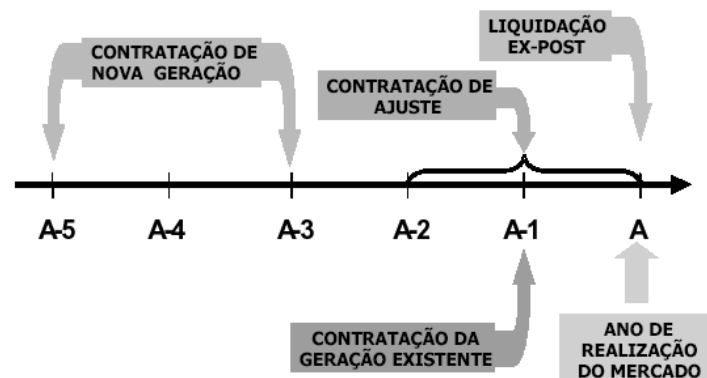


Figura 3.3 Contratação Regular das Distribuidoras no ACR (MME, 2003).

Existem instrumentos regulatórios que promovem a correta previsão de carga por parte das empresas distribuidoras, de modo a caracterizar ônus para as mesmas nos casos de sobrecontratação e subcontratação. Também há um incentivo à contratação de nova geração no tempo A-5, de maneira a garantir o financiamento da expansão do parque gerador. Portanto as definições regulatórias buscam incentivar o planejamento de contratação de energia elétrica das concessionárias distribuidoras, de forma a minimizar o risco energético global a médio e longo prazo, além de beneficiar o correto planejamento de expansão do sistema por parte da EPE e do ONS.

Porém se um empreendimento de nova geração se interessar em consumir a própria energia produzida, ou participar do ACL, terá que declarar junto com a oferta de preço no momento da licitação a fração de energia assegurada destinada para tal, e também compensar anualmente os consumidores do *pool* através da seguinte fórmula:

$$CA = (TL - TO) \cdot EA \cdot PA \quad (3.1)$$

Onde:

CA Compensação anual

TL Menor valor entre a tarifa marginal de referência, publicada com antecedência, e a tarifa marginal obtida na licitação, em R\$/MWh de energia assegurada.

TO Tarifa ofertada pelo projeto na licitação, em R\$/MWh de energia.

EA Energia assegurada do empreendimento, em MWh/ano.

PA Proporção da energia assegurada do projeto destinada ao ACL (a diferença seria contratada com o ACR).

A coexistência dos dois ambientes de mercado para a comercialização de energia do ponto de vista do agente gerador está evidenciada na Figura 3.3.

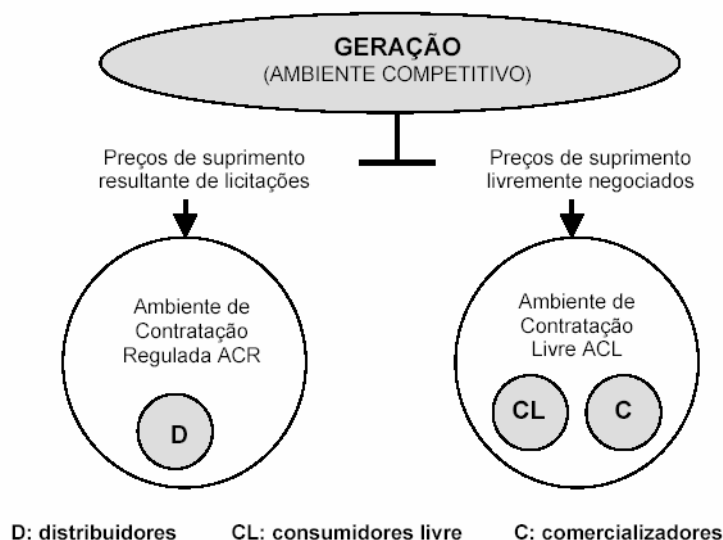


Figura 3.4 Visão Geral das Relações Contratuais do Agente Gerador (MME, 2003).

Finalmente, o ACL é caracterizado por ser um ambiente onde os contratos podem ser livremente pactuados entre os agentes, definindo-se prazos, preços, volumes e cláusulas de *hedge*, a critério dos próprios interessados. As transações neste ambiente devem ser registradas na CCEE. As empresas de geração estatais, assim como os consumidores interessados em comprar energia dessas empresas, quando negociando neste ambiente livre, deverão promover necessariamente um processo de leilão público previamente aprovado pela ANEEL. Entretanto, apesar dessa restrição contratual, a participação de geradoras estatais nesse ambiente é relevante em termos de montantes transacionados e principalmente com relação à agressividade do preço (subvaloração). Ou seja, na prática participarão do ACL os consumidores livres, os agentes comercializadores e geradores estatais e privados.

Conforme a Figura 3.2, as transações comerciais podem ocorrer livremente (seguindo as definições legislativas) em consonância com o ACR, de forma que este ambiente de mercado torna-se uma importante ferramenta de proteção financeira para

todos os agentes do setor, através de transferência e mitigação de riscos. As diferentes posições tomadas pelos agentes nesse ambiente também constituem oportunidades comerciais para alavancar lucros extras. Considerando este ponto de vista, os agentes comercializadores figuram a importante função de garantir a liquidez do mercado e de tornar esse ambiente atrativo tanto para agentes geradores quanto para consumidores, alimentando os mesmos com informações precisas sobre riscos e movimentos do mercado.

Contudo a ação dos agentes nesse ambiente está diretamente atrelada à legislação vigente do setor, de maneira a constituir uma nova fonte de risco no ponto de vista mercadológico.

3.2 Formação do Preço de Curto Prazo

O preço *spot* da energia elétrica no Brasil é conhecido também como o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Este preço é calculado e publicado pela CCEE com periodicidade semanal, e tem como base o custo marginal de operação, limitados por preços máximos e mínimos. Este preço também é definido por submercado e por patamar de carga, sendo utilizado para valorar a energia não contratada entre os agentes (sobras ou diferenças) no mercado de curto prazo. Os créditos ou débitos decorrentes dessa contratação são liquidados entre os agentes de forma centralizada na CCEE, ou seja, qualquer energia não contratada será valorada por este preço.

A metodologia para determinação do preço é operacionalizada através dos programas NEWAVE e NEWDESP. O programa NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, a

carga e a função de custo de déficit podem ser representados em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas (CCEE, 2006).

O programa NEWDESP é um componente do sistema NEWAVE que serve para consulta às funções de custo futuro geradas pelo módulo de otimização (NEWAVE em si). Para sua execução existem dois modos: consulta e despacho. No modo consulta é gerado um relatório com os valores da água para aquele mês, com base nas informações de energia armazenada no final do mês e energias afluentes realizadas, para cada um dos subsistemas estudados no NEWAVE. No modo despacho, com base nos valores de energia armazenada no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema. Como resultado desse processo são obtidos os custos marginais de operação para o período estudado, em cada patamar de carga considerado para cada subsistema. O modo despacho fornece diretamente os preços do MAE por patamar de carga para cada submercado (CCEE, 2006).

Finalmente, o DECOMP é um modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas, de modo a minimizar o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE, entre outras).

Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga. Atualmente o modelo DECOMP está sendo utilizado no modo determinístico, sem a representação da aleatoriedade das vazões e com horizonte de um mês, representado nas semanas operativas (CCEE, 2006). Um esquemático do cálculo do PLD está na Figura 3.5.

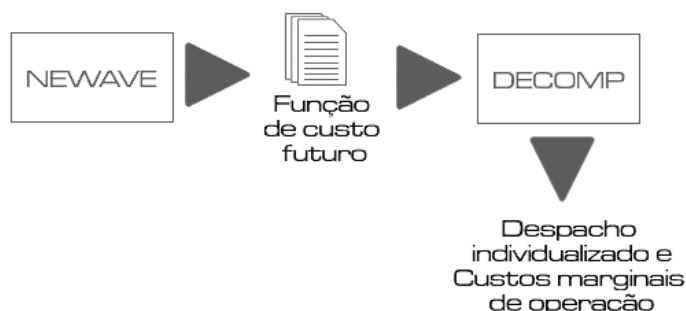


Figura 3.5 Esquema de formação do PLD (CCEE, 2006).

3.3 Leilões

Apesar da existência de diversos tipos de contratos de energia e instituições próprias para a comercialização dos mesmos, a prática de leilões para transacionar montantes de energia é comum no setor elétrico. Para o caso brasileiro esse mecanismo de licitação é exercido pela maioria das empresas geradoras, visto que grande parte da geração encontra-se em posse de empresas estatais, e estas estão legalmente proibidas de transacionar energia através de mecanismos que não se caracterizam como leilões. Dessa forma, no ACL, é comum a existência de leilões de energia organizados por clientes livres e empresas comercializadoras, a fim de negociar montantes energéticos com empresas estatais.

Na literatura técnica, leilão é um mecanismo de negociação definido por uma série de regras para especificar como é determinado o vencedor (quem ganha o direito de comercializar algo) e quanto este deve pagar por um determinado produto (Wolfstetter, 1999). Esse mesmo autor define três razões para a utilização de leilões como meio comercial:

- revelar informação sobre as avaliações de compradores e vendedores;
- tornar transparente a negociação, prevenindo atitudes desonestas;
- rapidez no fechamento dos negócios.

Segundo Klemperer (2000), leilões são mecanismos dinâmicos e eficientes para a comercialização em ambientes onde não existe uma referência estável de preço, e tem como característica marcante, a presença de assimetria de informações entre os participantes. Assumindo-se esta propriedade, a caracterização deste mecanismo se torna necessária, uma vez que diferentes tipos de leilões podem levar a resultados divergentes. A caracterização de leilões é feita a partir de sua natureza (oferta, demanda ou duplo), pela forma como os lances são oferecidos (aberto ou fechado) e pela determinação do preço de fechamento (discriminatório ou uniforme) (SILVA, 2003).

Ademais, pode ou não possuir preço de reserva, referindo-se este ao menor lance válido para participação no leilão. O preço de reserva é utilizado apenas em casos onde compradores ou vendedores especificam preços, assegurando aos agentes que não especificam preço um preço aceitável para aquisição do bem (Dekrajangpetch e Sheblé, 2000).

Leilões podem ainda ser utilizados sequencialmente (*multi-round*), baseando-se em procedimento iterativo de atualização dos lances a cada *round* ou iteração. Contreras et al. (2001) acreditam que leilões sequenciais permitem que participantes alcancem um despacho final adequado com respeito à operação e rentabilidade. As maiores desvantagens desse leilão são a dificuldade de implementação e o risco de cooperação entre os participantes. Esse tipo de leilão é utilizado no *National Electricity Market* (NEM) da Austrália, por exemplo.

A definição da formatação do leilão é responsabilidade do organizador do evento, podendo tanto ser um comprador como um vendedor. Em Porrua et al. (2004), as diversas formatações utilizadas por mercados energéticos de diversos países são demonstradas, evidenciando uma complexa variedade de tipos de leilões e regras comerciais, específicas para cada país ou região. Portanto conclui-se que o domínio da Teoria de Leilões é necessária para a determinação de estratégias comerciais dos agentes do setor elétrico. Contudo as especificidades locais devem ser consideradas, pois apesar dos mecanismos clássicos de leilões definirem as regras básicas para a formatação dos mesmos, regras adicionais podem ser inseridas, refletindo positivamente ou negativamente nas estratégias de cada agente.

3.4 Evolução do ACL

Apesar da forte restrição imposta pelo novo arranjo setorial, o Ambiente de Livre Contratação segue fomentando diversas transações comerciais entre os agentes, e está incentivado a utilização de novos instrumentos de contratação. A Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F) juntamente com a Bolsa de Valores do Rio de Janeiro (BVRJ), recentemente criaram um ambiente de contratação de curto prazo, denominado Mercado de Energia. Neste ambiente, as transações ocorrem por meios de pregões com datas pré-definidas, em geral uma vez ao mês. A unidade de negociação (tamanho do contrato) do Contrato de Curto Prazo de Energia Elétrica é 0,5MW médio no mês de referência, conforme definido pela BM&F em lote mensal. A entrega simbólica ocorre em um dos centros de gravidade dos submercados Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, indicados no lote mensal. Este lote é definido como o montante de energia, com potência constante, correspondente a 360 MWh e seus múltiplos, nos meses com trinta dias. Nos meses com trinta e um dias, o lote mensal corresponderá a 372 MWh; nos de vinte e nove dias, a 348 MWh; e nos de vinte e oito dias, a 336 MWh. Em caso de horário de verão, o mês inicial é reduzido em uma hora e o mês final é aumentado em uma hora, ou seja, o mês inicial é reduzido em 0,5 MWh e o final, aumentado em 0,5 MWh.

Antes de negociar o contrato, a empresa compradora e a vendedora deverão depositar as garantias de desempenho na BM&F, por intermédio das corretoras da BM&F ou das associadas da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel). Ocorrida a negociação, a Bolsa especifica os clientes, e os compradores depositam o valor financeiro dos contratos. A BM&F informa o depósito aos vendedores, e a vendedora registra o contrato na CCEE, o validando. Assim que a BM&F for notificada do registro, transfere os recursos da compradora à vendedora, encerrando a operação (BM&F, 2005).

Para a CCEE este será simplesmente um contrato bilateral, entre a vendedora e o cliente, e será utilizada no momento de contabilização realizado pela mesma. Entretanto a BM&F/BVRJ será o centro de liquidez para o mercado de energia elétrica neste caso, bem como será o local onde os agentes poderão negociar seus contratos, de forma eficiente,

transparente e segura. Com o desenvolvimento dos contratos físicos de energia elétrica, a Bolsa poderá futuramente oferecer contratos derivativos, através dos quais os agentes garantirão antecipadamente seus preços de compra e venda de energia elétrica, tendo assim um eficiente mecanismo de gerenciamento de risco.

Um levantamento sobre o resultado dos pregões realizados de agosto de 2005 até janeiro de 2006 está ilustrado no Anexo A. Neste período foram comercializados 1.151 contratos padrão e transacionado um volume de aproximadamente 14,3 milhões de reais. Este é um montante muito pequeno em relação às outras modalidades comerciais e à magnitude de energia gerada no Brasil. Contudo esses dados demonstram que a atividade de comercialização no Brasil está funcional, e propicia oportunidades de mitigação de risco aos agentes do setor.

3.5 Conclusão

A nova composição do setor elétrico brasileiro restringiu bastante a atuação dos agentes comercializadores no mercado, visando adequar o modelo elétrico às características sócio-políticas do Brasil. Entretanto as transações comerciais no Ambiente de Contratação Livre atingiram níveis elevados, e alavancaram a evolução do mercado através de contratos negociados em ambiente de bolsa de mercados e futuros. Essas mudanças são caracterizadas pelo fortalecimento do MME, pela maior ênfase ao planejamento da expansão do sistema e pela melhor formatação (operacionalização) da atividade de comercialização.

Uma importante referência para o balizamento do mercado frente a contratos de energia elétrica é o preço de curto prazo da energia elétrica (*spot*). No caso brasileiro este preço depende da demanda, mas o fator mais influente na definição desse preço é o índice de afluições e os níveis dos reservatórios. Desta forma justifica-se a operação centralizada do SIN com o intuito de otimizar a geração de energia a um custo mínimo, e que, baseado em dados históricos das afluições, define o preço *spot* semanalmente. Em suma, a

incerteza do preço da energia elétrica recai sobre a incerteza da ocorrência de chuvas no território brasileiro.

A prática de leilões para a comercialização de energia elétrica é uma característica peculiar do mercado brasileiro, justificada pela forte presença de agentes geradores estatais. Portanto os agentes comercializadores devem desenvolver habilidades específicas para ambientes de contratação por meio de leilões, além do conhecimento básico de gerenciamento de riscos exigido.



CAPÍTULO

4

TIPOS DE CONTRATOS E PRECIFICAÇÃO DE OPÇÕES

Este capítulo avalia os principais tipos de contratos utilizados no Ambiente de Contratação Livre, modelados matematicamente visando à formulação do problema de otimização de portfólios. As principais características da distribuição de probabilidade do preço de curto prazo da energia elétrica no Brasil são analisadas, bem como as diversas metodologias para precificação de contratos de opção. Uma técnica para valorar derivativos através da metodologia de árvore de decisão binomial recombinante é proposta, para utilização no mercado brasileiro de energia elétrica.

4.1 Modelos de Contratos

Devido à nova estruturação do setor elétrico, e com o advento da atividade de comercialização, as transações energéticas comerciais via contratos foram incitadas, e, baseadas no mercado financeiro, refletiram a utilização de mecanismos contratuais modernos e eficientes. Um exemplo típico de adaptação de contratos comerciais ao mercado de eletricidade é a utilização de contratos de opção para comercializar energia, além dos comuns contratos bilaterais (*forward*). Entretanto a motivação para utilização destes mecanismos deve ser relevada, e é justificada pela possibilidade de mitigação de riscos e *hedge* financeiro.

A utilização de contratos futuros no mercado de energia elétrica é uma realidade em vários países do mundo. Nos EUA tais contratos são comercializados pela *Chicago Board of Trade* (CBOT) e pela *The New York Mercantile Exchange* (NYMEX), pela *IPE UK Electricity Futures* na Inglaterra, pela *Australian Stock Exchange* (ASX) na Austrália, pelo *Nordic Power Exchange* na Escandinávia (*Nord Pool* - Suécia, Finlândia, Dinamarca, Noruega e Islândia) e por tantas outras instituições ao redor do mundo. Porém como sua utilização no Brasil não está vigente, este tipo de contrato não será considerado neste trabalho como fator de composição de portfólio.

A utilização de derivativos e de contratos futuros exige a existência de um mercado de curto prazo funcionando com liquidez, sinalizando de maneira eficiente os contratos subjacentes.

Neste trabalho somente serão analisados e formulados os contratos a termo e os contratos do tipo opção. Outros contratos exóticos também são utilizados para comercializar energia, assim como são instituídas estratégias de *hedge* que congregam o uso integrado destes instrumentos. Uma apresentação completa sobre vários tipos de contratos e estratégias de *hedge* se encontra em Pilipovic (1998), Hull (2000), Silveira (2001), Zelaya (2004) e Arfux (2004).

4.1.1 Contrato a Termo

Um contrato bilateral, ou do tipo *forward*, ou ainda a termo, pode ser definido como um acordo de compra ou venda de um ativo para entrega em determinada data futura, por um preço especificado no momento da transação, conforme Pilipovic (1998). O preço especificado neste tipo de contrato é denominado preço de entrega. Tais contratos são acordos particulares entre os agentes comprador e vendedor, e não são negociados em ambientes de bolsa de valores. Esses contratos também são designados contratos de balcão.

Este tipo de contrato é liquidado na data de vencimento através da entrega do ativo, em troca de um valor monetário igual ao preço de entrega. No caso da energia elétrica, este contrato é liquidado através da contabilização da diferença entre a energia contratada e a energia produzida/consumida. Conforme Azevedo e Vale (2003), o retorno R de um contrato bilateral varia de acordo com a diferença entre o preço de entrega e o preço do mercado à vista do ativo na data do vencimento. Considerando que o preço do mercado à vista (curto prazo) da energia elétrica é definido semanalmente pela CCEE e também é denominado preço spot, pode-se formular o contrato bilateral como:

$$R = (\text{preço}_{\text{exercício}} - \text{preço}_{\text{spot}}) \quad (4.1)$$

4.1.2 Contrato de Opção

Uma opção é um contrato derivativo, ou seja, pode ser definido, em termos gerais, como um contrato privado, cujo valor é quase todo derivado do valor de algum ativo, taxa referencial ou índice-objeto – como uma ação, título, moeda ou *commodity*. Os derivativos permitem que os usuários desagreguem os riscos, assumam os que possam administrar e transfiram os indesejáveis. Ao proporcionarem exposição controlada a riscos financeiros, os derivativos deram impulso à criação de métodos modernos de gestão de riscos (JORION, 1997).

O derivativo tipo opção dá ao possuidor o direito de negociar no futuro a um certo preço pré-estabelecido. O uso de tais instrumentos em mercados financeiros modernos se tornou tão importante que o seu volume cresceu a ponto de ser comparável com os

chamados mercados primários. Uma das razões principais é que opções são usadas amplamente como uma forma de proteção contra as flutuações dos valores de preços de produtos e bens, em função da flexibilidade que oferecem. Apesar de ser um contrato normalmente negociado em bolsa de valores, é possível realizar transações comerciais com opções sem o intermédio das mesmas.

Basicamente um contrato de opção pode ser de compra (*Call*), ou de venda (*Put*). Dessa maneira existem quatro possibilidades de negociação:

- Compra de *Call*;
- Venda de *Call*;
- Compra de *Put*;
- Venda de *Put*.

A parte que vende um contrato de opção é denominada de lançador, e a parte compradora de titular. Como o próprio nome do derivativo supõe, o titular sempre tem o direito de realizar a ação (comprar ou vender, *Call* ou *Put* respectivamente), mas nunca a obrigação de realizar a transação. Porém, o usufruto deste direito tem um custo, e é denominado de prêmio da opção, e é pago antecipadamente ao lançador, de forma a remunerar a exposição do mesmo ao risco de variação no preço do ativo. Esse valor monetário também é chamado preço da opção e é formado pelos compradores e vendedores no pregão das bolsas e reflete as condições de oferta e procura prevalentes (HULL, 2000).

Os lançadores de opções consideram o prêmio que recebem como parte adicional de renda ou como proteção (*hedge*) contra um possível declínio no preço do ativo que já possuem ou que pretendem adquirir. Em suma, o prêmio das opções é formado num mercado competitivo, onde interagem forças de oferta e demanda, de forma transparente.

Segundo Hull (2000), o parâmetro que referencia o direito do titular é conhecido como preço de exercício P_E . O preço de curto prazo (*spot*) do ativo é designado por S_T . O

comportamento esperado de um titular de uma opção de compra e de venda está ilustrado na Figura 4.1.

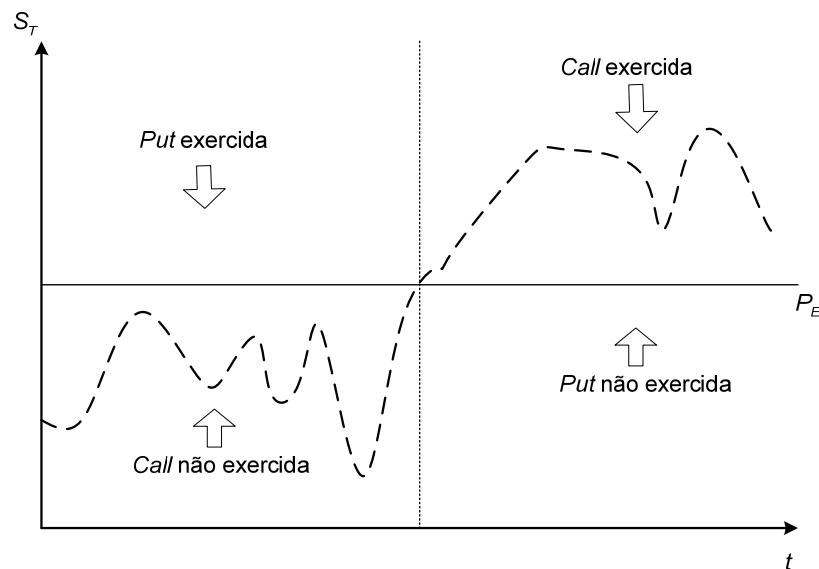


Figura 4.1 Exercício de *Call* e *Put* por um titular (ARFUX, 2004).

O titular de uma opção de compra irá exercer o seu direito de compra se o preço de curto prazo do ativo negociado estiver acima do preço de exercício. No caso de uma opção de venda, o titular irá exercer seu direito quando o preço de curto prazo estiver abaixo do preço de exercício.

Para uma posição titular de opção de compra, analisando a Figura 4.2 verifica-se que quando o preço de curto prazo ultrapassa o preço de exercício o titular estará obtendo lucro de acordo com o valor do prêmio, e o mesmo está modelado na Fórmula (4.2), sem considerar o custo inicial da transação.

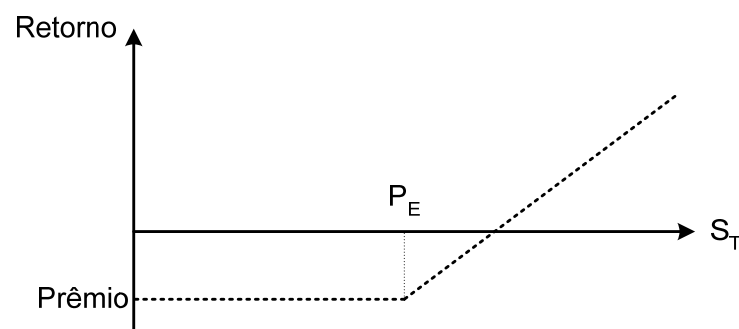


Figura 4.2 Retorno de Compra de *Call* (HULL, 2000).

$$R_compra_call = \text{Max}(0, S_T - P_E) \quad (4.2)$$

Entretanto para uma posição de lançador de uma opção de compra, analisando a Figura 4.3 verifica-se que quando o preço de curto prazo estiver abaixo do o preço de exercício o lançador estará obtendo lucro de acordo com o valor do prêmio. Caso contrário o retorno será nulo, sem considerar o valor da opção. O retorno está modelado na Fórmula (4.3), sem considerar o prêmio da opção.

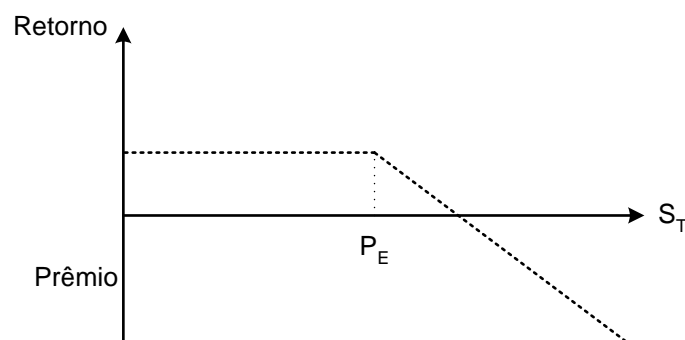


Figura 4.3 Retorno de venda de *Call* (HULL, 2000).

$$R_venda_call = \text{Min}(P_E - S_T, 0) \quad (4.3)$$

Para uma posição titular de opção de venda, analisando a Figura 4.4 verifica-se que quando o preço de curto prazo estiver abaixo o preço de exercício o titular estará obtendo lucro de acordo com o valor do prêmio, e o mesmo está modelado na Fórmula (4.4), sem considerar o custo inicial da transação.

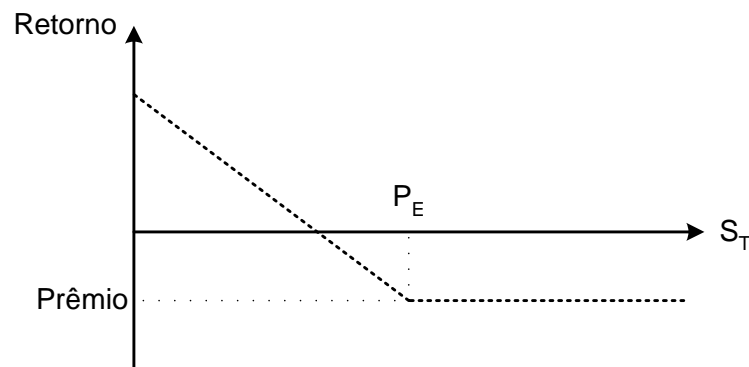


Figura 4.4 Retorno de compra *Put* (HULL, 2000).

$$R_{_compra_put} = \text{Max}(0, P_E - S_T) \quad (4.4)$$

Entretanto para uma posição de lançador de uma opção de venda, analisando a Figura 4.5 verifica-se que quando o preço de curto prazo ultrapassar o preço de exercício o lançador estará obtendo lucro de acordo com o valor do prêmio. Caso contrário o retorno será nulo, sem considerar o valor da opção. O retorno está modelado na Fórmula (4.5), sem considerar o prêmio da opção.

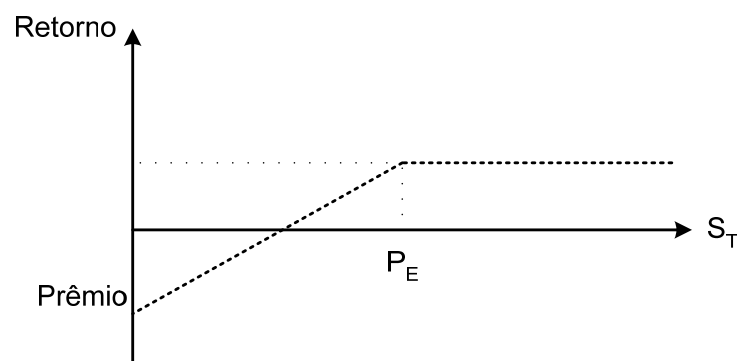


Figura 4.5 Retorno de venda de *Put* (HULL, 2000).

$$R_{_venda_put} = \text{Min}(S_T - P_E, 0) \quad (4.5)$$

Uma abordagem detalhada sobre os contratos de opção e sua formulação é descrita em Hull (2000) e Arfux (2004). Além de serem caracterizadas como *Call* e *Put*, as opções também podem ser consideradas como do tipo européias ou do tipo americanas, e conferem aos seus compradores direitos sutilmente diferentes. O comprador de uma opção estilo européia pode exercê-la somente na data do seu vencimento, enquanto o investidor que adquiriu uma opção americana tem o direito de exercê-la até a data de vencimento, ou seja, em qualquer período de tempo compreendido entre a compra da opção e o prazo de vencimento.

Deste modo, a opção do tipo americana oferece mais direitos ao seu comprador, isto porque ela pode ser exercida desde o momento de sua aquisição até o seu vencimento, enquanto a opção européia poderá ser exercida apenas no vencimento. Assim, seria intuitivo imaginar que, para adquirir uma gama maior de direitos, o investidor deveria abrir

mão de uma quantia maior de dinheiro, de modo que as opções americanas deveriam ser sempre mais caras do que as européias.

O raciocínio acima é perfeitamente aplicável para as opções de venda (*Puts*), considerando ativos sem pagamento de dividendos. Isto porque, em determinados momentos, pode ser vantajoso ao investidor exercê-la antes de seu vencimento. Deste modo, o prêmio pago por uma *Put* americana deve ser sempre maior do que por uma *Put* européia. Contudo, o mesmo não é válido para as opções de compra (*Calls*). Pode-se demonstrar matematicamente, demonstração esta que foge do escopo deste texto, que nunca será vantajoso para um comprador de uma *Call* americana exercê-la antes do seu vencimento, de modo que este investidor possui rigorosamente os mesmo direitos de um comprador de uma *Call* européia. Sendo assim, os preços das duas opções de compra (americana e européia) serão, em qualquer período de tempo, exatamente os mesmos.

Um dos problemas centrais em mercados de derivativos é o de precificação. Ele envolve técnicas matemáticas bastante sofisticadas tais como análise estocástica, equações diferenciais parciais, e otimização. Uma abordagem sobre técnicas de precificação de derivativos será realizada adiante.

4.2 Metodologias para Precificação de Opções

Ao utilizarmos contratos do tipo opção para comercializar energia elétrica, é necessária a precificação dos mesmos, para que seja possível valorar o prêmio destes contratos em qualquer momento do horizonte de estudo e compará-los com outros contratos financeiros. Da mesma maneira, a análise de risco de mercado também depende da correta precificação dos derivativos. Os modelos para precificação de opções conseguem valorar os contratos do tipo opção considerando o seu preço de exercício, a taxa livre de risco, o preço inicial da *commodity* e o período de estudo considerado. O valor de uma opção não depende da probabilidade de cada cenário de preço segundo Hull (2000).

Como os derivativos foram desenvolvidos e aplicados em ambientes de bolsas de valores e de mercados futuros para *commodities* convencionais (estocáveis), os modelos convencionais para a precificação de opções não se aplicam aos mercados de energia.

Os mercados de *commodities* comuns e mercados de energia elétrica são diferentes, pois o segundo está condicionado às “Leis de Kirchoff”. Entretanto, a principal diferença é que a energia não pode ser armazenada em quantidade significativa e comerciável do ponto-de-vista de sistemas de potência. Desta maneira, a estratégia de compra de um ativo de energia elétrica na data de hoje para se obter proteção de possíveis cenários com escassez de energia, ou com preços muito altos não é aplicável. Em mercados de energia elétrica, contratos futuros e bilaterais (*forward*) são similares, criando uma estreita relação entre o preço bilateral e a opção. Apesar do Custo Marginal de Expansão¹⁷ (CME) representar uma sinalização para as opções, os contratos bilaterais ainda influenciam fortemente a constituição dos prêmios, que por sua vez são balizados pelo CMO. Ou seja, caso o preço no curto prazo esteja baixo e a sinalização do planejamento indique um alto preço futuro, as opções serão subvaloradas, visto que a componente de curto prazo é mais relevante.

4.2.1 Fatores que Influenciam o Valor da Opção

Existem vários fatores que influenciam a formação do valor da opção, apesar das expressões matemáticas utilizadas para modelar esses derivativos considerarem somente o preço de curto prazo (*spot*) e o preço de exercício. Segundo Silveira (2001), influenciam também no valor final da opção os seguintes elementos: a variabilidade do preço *spot*, o prazo para vencimento do contrato e a taxa de desconto.

- Preço de exercício: quanto maior o preço de exercício, menor o valor da opção de compra. Isto ocorre, pois seu valor é $\max(0, ST - PE)$, no entanto, o valor de uma opção de compra nunca será negativo. Por outro lado, quanto maior o preço de

¹⁷ O Custo Marginal de Expansão ou Custo Marginal de Longo Prazo é o custo de atendimento a um diferencial de carga, considerando a necessidade de novas obras de geração e transmissão no sistema elétrico (DA SILVA, 2001).

exercício, maior o valor da opção de venda, pois seu valor é dado por $\max(0, PE - ST)$;

- Preço *spot*: quanto maior o preço *spot*, maior o valor da opção de compra, pois seu valor é dado por $\max(0, ST - PE)$. Por outro lado, quanto maior o preço *spot*, menor o valor da opção de venda, pois seu valor é dado por $\max(0, PE - ST)$;
- Variabilidade do preço *spot*: quanto maior a variabilidade do preço *spot*, maior o valor da opção (de compra e venda). Portanto, verificamos que como a opção de compra só vale a partir do preço de exercício, a variabilidade do preço *spot* contribui para que o valor da opção de compra seja maior. Em contrapartida, como a opção de venda só vale até o preço de exercício, a variabilidade do preço *spot* contribui para que o valor da opção de venda seja superior para uma maior variabilidade;
- Prazo para vencimento: quanto maior o prazo de vencimento, maior o valor da opção (de compra e venda). Por exemplo, uma opção com prazo de 9 meses vale mais do que uma com prazo de 6 meses, uma vez que apresenta 3 meses a mais de flexibilidade. Quanto maior o prazo, maior a flexibilidade;
- Taxa de juros: quanto maior a taxa de juros, maior o valor da opção de compra. Isso ocorre, pois quanto maior a taxa de juros, menor é o preço de exercício futuro e, assim, maior o valor da opção de compra. Por outro lado, quanto maior a taxa de juros, menor o valor da opção de venda, pois quanto maior a taxa de juros, menor é o preço de exercício futuro e, assim, menor o valor da opção de venda (SILVEIRA, 2001).

Basicamente, existem duas abordagens clássicas para precificação de contratos de opções: fórmulas analíticas (Black-Scholes, etc) e árvores de decisão. Estas duas metodologias consideram as premissas acima para a valoração do prêmio da opção, entretanto suas formulações se baseiam em características estatísticas, conforme descrito a seguir.

4.2.2 Modelo Black-Scholes

O método mais consagrado para a precificação de opções foi desenvolvido por Black e Scholes (1973), para a avaliação de opções de compra e venda de ações. A fórmula de Black-Scholes relaciona o preço de derivativos ao preço atual das ações subjacentes e a parâmetros de mercado, sendo que dentre estes, o mais importante é a volatilidade. A equação que modela o prêmio para contratos tipo *Call* é distinta da equação que modela o prêmio para contratos tipo *Put*, conforme descrito a seguir nas Fórmulas 4.6 e 4.7 respectivamente:

$$C = e^{-r(T-t)} \cdot [S \cdot N(d_1) - K \cdot N(d_2)] \quad (4.6)$$

$$P = e^{-r(T-t)} \cdot [-S \cdot N(-d_1) + K \cdot N(-d_2)] \quad (4.7)$$

$$d_1 = [\ln(S/K) + (r + \sigma^2/2)(T-t)] / (\sigma\sqrt{T-t}) \quad (4.8)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T-t} \quad (4.9)$$

Onde:

C	Valor teórico da opção tipo <i>Call</i> .
P	Valor teórico da opção tipo <i>Put</i> .
S	Preço do ativo no instante t .
K	Preço de exercício da opção (<i>strike price</i>).
r	Taxa de juros livre de risco.
t	Tempo corrente, dado que $t < T$.
T	Tempo do vencimento.
$T-t$	Tempo que falta para a opção expirar.
σ	Volatilidade da distribuição de preços ou retornos.
$N(x)$	Função normal acumulada da distribuição de preços ou retornos.

Como $N(x)$ é considerada normalmente distribuída, com média igual a zero e desvio padrão igual a 1, interpreta-se que $N(d1)$ representa a mudança do preço de uma opção tipo

Call em relação à mudança no valor do ativo relacionado, e que $N(d2)$ é a probabilidade de pagar o preço de exercício na data do vencimento.

Este método utiliza a técnica da avaliação neutra em relação ao risco para valorar o preço da opção, ou seja, considera que o valor do derivativo não depende das atitudes dos investidores em relação ao risco. Além disso, esta metodologia considera a propriedade normal da distribuição probabilística dos retornos das ações e se baseia na hipótese de que os preços de mercados evoluem continuamente, expressando esse movimento através de um Processo Generalizado de Wiener, e conseqüentemente no Movimento Browniano Geométrico (MBG) segundo Hull (2000).

O Processo de Wiener, ou Movimento Browniano, é um tipo particular de processo estocástico de Markov¹⁸ muito utilizado na física para descrever o movimento de uma partícula que está sujeita a um grande número de pequenos choques moleculares (HULL, 2000). O princípio da não arbitragem também é considerado na metodologia de Black e Scholes (1973), dando como resultado que o retorno da carteira formada pela venda de uma opção de compra, e a compra de uma certa quantidade de ações a que se referem aquela opção, deve ser baseado na taxa de juros livre de risco.

Devido ao método considerar a volatilidade constante, ele não reflete de maneira satisfatória o comportamento dos mercados modernos e tampouco o comportamento dos mercados de energia elétrica. Uma extensão natural do modelo de Black-Scholes é modificar a especificação da volatilidade para torná-la um processo estocástico.

Apesar de ser extremamente prático e eficaz, esse modelo não deve ser aplicado no setor elétrico segundo Pilipovic (1998) e Tanlapco et al. (2002), pois suas premissas não representam a distribuição de preços de curto prazo de energia elétrica, ou seja, a mesma não segue o movimento Browniano Geométrico. Além disso, o comportamento dos preços no mercado elétrico brasileiro definido como do tipo “reversão à média”, não é captado pelo modelo Black-Scholes. Neste comportamento, ainda que os preços oscilem aleatoriamente, no longo prazo, os mesmos tendem a voltar para o mínimo custo marginal de produção. Portanto uma alternativa viável para a representação dos preços no caso

brasileiro é a utilização de árvores de decisão, que através de sua característica discreta possibilita a simulação de diferentes distribuições de probabilidade, de acordo com Granville et al. (2003).

O trabalho Cigré Task Force (2000) recomenda a utilização de árvores de decisão para a valoração de opções em mercados de energia elétrica, principalmente para processos estocásticos complexos que não seguem padrões identificáveis, como é o caso do preço de curto prazo no mercado brasileiro de energia elétrica.

A distribuição de probabilidade dos preços no caso brasileiro abrange características como reversão à média e assimetria extrema (*very skewed*). A simetria é identificada através da plotagem da distribuição de probabilidade dos preços, comparando os dois segmentos divididos pela média. Além disso, pode-se comparar a “cauda” da distribuição, e, quanto maior a cauda em relação à média, maior a volatilidade.

No presente trabalho a metodologia de árvores de decisão será utilizada para precificar opções, mais especificamente a técnica de árvore binomial recombinante, baseado em Cox et al. (1979). O trabalho de Granville et al. (2003) é pioneiro na aplicação desta metodologia no mercado brasileiro de energia elétrica.

4.2.3 Modelos de Árvores de Decisão

A utilização de técnicas de árvores de decisão para a emulação de cenários na área financeira consagrou tais modelos como do tipo *lattice*, ou seja, a disposição de uma “grade” com os possíveis cenários considerados, definidos temporalmente através de passos (*steps*) e nós. Existem vários modelos de árvores, os quais podem admitir vários passos ou até mesmo várias possibilidades em cada nó, como as árvores binomiais ou trinomiais. Existe também a possibilidade de recombinação entre os nós, diminuindo o tamanho da árvore, mas não as possibilidades de caminhos até o passo final.

O trabalho mais importante na linha metodológica tipo *lattice*, e que tem objetivo de precificar opções, foi o desenvolvido por Cox et al. (1979), baseado no estudo Cox e

¹⁸ Processo de Markov é um tipo de processo estocástico específico em que apenas o valor corrente de uma variável é relevante para prever o futuro.

Ross (1976). Esse modelo foi batizado como CRR, e a partir dele foram desenvolvidas extensões e generalizações para serem utilizadas em aplicações específicas. Estas extensões estão em diversos trabalhos como Boyle (1988), Boyle et al. (1989), Kamrad e Ritchken (1991) e Rubinstein (1991), e também são destinadas à avaliação de derivativos multidimensionais, considerando diferentes distribuições de probabilidade.

O modelo CRR assume que o preço do ativo segue um processo binomial multiplicativo ao longo de sucessivos intervalos de tempo discretos. Além disso, o fato das probabilidades de ocorrência de movimentos ascendentes e descendentes de preços não constarem das fórmulas de definição de preço implica que mesmo se investidores diferentes possuírem diferentes probabilidades subjetivas sobre tais movimentos, ainda assim poderiam concordar sobre a relação entre o prêmio da opção, o preço do ativo objeto e suas taxas de retorno e a taxa de juros livre de risco. Assim, o valor do derivativo não dependeria das atitudes dos investidores em relação ao risco. Em suma, o principal resultado do modelo é o de mostrar que o valor de uma opção pode ser interpretado como a expectativa de seu valor futuro descontado num mundo neutro ao risco.

Boyle (1988) apud Azevedo e Barbachan (2005) foi o primeiro a utilizar a abordagem de CRR para a avaliação de contratos bidimensionais, ou seja, contratos que dependem de mais de uma incerteza, como um índice inflacionário e uma variação cambial, por exemplo. A idéia básica utilizada foi a mesma, ou seja, se forem conhecidas as hipóteses sobre a distribuição de probabilidade dos preços dos ativos, e estiver certo de que um apreçamento considerando a técnica de neutralidade ao risco é apropriada, então aproximações discretas podem ser utilizadas. A diferença consistiu na substituição do processo de duplo salto por um processo trinomial. Como premissa básica, Boyle assumia a distribuição de probabilidade dos preços dos dois ativos como lognormal bivariada. Em Boyle et al. (1989), foi proposto um modelo que utiliza uma *lattice* de quatro saltos, ou seja, que considera quatro possibilidades em cada nó. Kamrad e Ritchken (1991) utilizam o fato de que prover uma ligação direta entre o processo de preços e a estratégia de arbitragem não é essencial. E por fim, Rubinstein (1991) desenvolve uma metodologia capaz de lidar com a possibilidade de exercício antecipado das opções americanas.

As características dos contratos tipo opção em cada técnica desenvolvida também são relevadas, por exemplo, se ela é do tipo americana ou do tipo européia, ou ainda se há o pagamento de dividendos ou não. Neste trabalho, as opções serão consideradas como do tipo européia, ou seja, com vencimento somente na data de exercício e que não pagam dividendos.

O desenvolvimento de cada metodologia citada anteriormente demonstrou a evolução da precificação de derivativos, de forma a modelar da forma mais realista possível o comportamento dos preços de diversos ativos no mercado.

4.3 O Modelo Cox, Ross e Rubinstein (CRR)

O modelo de árvore binomial utilizado neste trabalho é uma aproximação do que está baseado em Hull (2000) e do que foi desenvolvido por Cox et al. (1979). No modelo Cox, Ross e Rubinstein (CRR), a árvore binomial recombinante discreta é utilizada para representar uma distribuição de probabilidade lognormal contínua. Neste caso, a cada passo, o preço (S) é multiplicado por uma variável aleatória que pode tomar dois valores u ou d , conforme pode ser observado na Figura 4.6, mostrada a seguir.

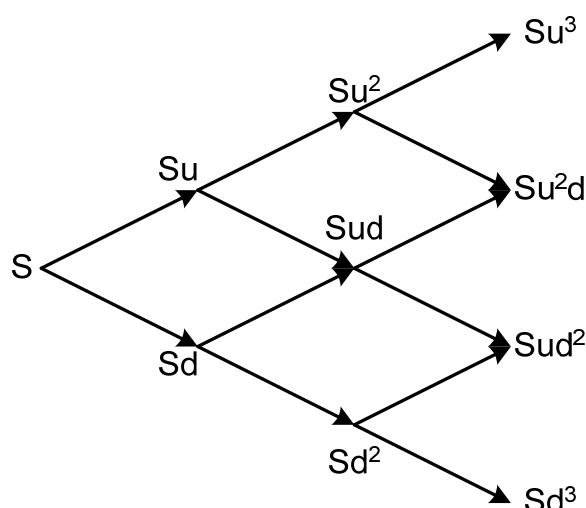


Figura 4.6 Modelo de Árvore binomial CRR.

Para que essa representação emule uma distribuição lognormal, é necessário escolher valores apropriados para u , d e a probabilidade p , de forma que a média esperada

(μ) e a variância (σ^2) dos retornos de S sejam os mesmos que os parâmetros do Movimento Geométrico Browniano (MGB) de S , representado pela Fórmula 4.10 (BRANDÃO e CURY, 2005):

$$\frac{dS}{S} = \mu(t)dt + \sigma dz \quad (4.10)$$

Neste modelo, z representa a distribuição probabilística da variável aleatória em questão, como por exemplo, a distribuição de preços da energia elétrica. Com base nisso, os seguintes parâmetros da árvore binomial disposta na Figura 4.6 são obtidos:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (4.11)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (4.12)$$

Conforme citado anteriormente, este modelo é baseado na avaliação neutra em relação ao risco, e na criação de uma carteira de *hedge* como o contrato de opção. Uma premissa básica para este estudo é a ausência de oportunidade de arbitragem para o investidor, de tal modo que carteiras sem risco devem render a taxa de juros livre de risco. A caracterização de mercado perfeito e eficiente também é considerada, ou seja, não existem fricções (perdas) com custos de transação ou tributação tanto para os ativos quanto para os derivativos, e os preços dos ativos refletem plenamente a informação disponível.

4.3.1 Cálculo do Valor da Opção

Uma vez montada a árvore binomial, e validadas as considerações anteriores, o preço da opção é calculado de maneira recursiva, ou seja, do final do horizonte de estudo até a data inicial, quando a avaliação dos contratos disponíveis é realizada.

A base da metodologia de precificação está em definir a carteira do ativo adjacente que é considerado *hedge* do contrato de opções. Por exemplo, uma carteira composta de uma posição comprada em Δ ações de uma empresa e de uma posição vendida em uma opção de compra. O valor das opções f_u e f_d , respectivamente em S_u e S_d , são calculados através das fórmulas de retorno das opções, conforme explicitado anteriormente no item 4.1.2.

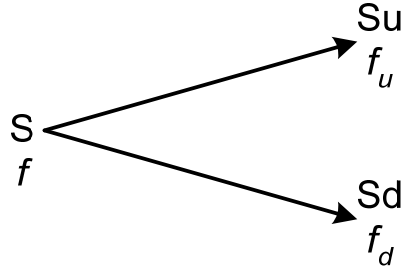


Figura 4.7 Preço da Ação e do Derivativo em uma Árvore Binomial de Passo Único Genérica.

Se o preço da ação subir de S para S_u , o valor das ações será $S_u\Delta$, e o valor da carteira será:

$$S_u \cdot \Delta - f_u \quad (4.13)$$

Caso contrário, se o preço da ação descer de S para S_d , o valor das ações será $S_d\Delta$, e o valor da carteira será:

$$S_d \cdot \Delta - f_d \quad (4.14)$$

Dessa maneira, os dois serão iguais quando:

$$S_u \cdot \Delta - f_u = S_d \cdot \Delta - f_d \quad \therefore \quad S_u \cdot \Delta - S_d \cdot \Delta = f_u - f_d \quad (4.15)$$

Ou

$$\Delta = \frac{f_u - f_d}{S_u - S_d} \quad (4.16)$$

Nesse caso, a carteira não tem risco, devendo render à taxa de juros livre de risco. A equação (4.16) mostra que Δ é a razão da mudança no preço do derivativo em relação à mudança no preço da ação, conforme nos movemos entre os nós no instante T .

Denotando a taxa de juros livre de risco por r , o valor atual da carteira deverá ser:

$$S \cdot \Delta - f = (S_u \cdot \Delta - f_u) e^{-rT} \quad (4.17)$$

E finalmente o preço da opção será:

$$f = S \left(\frac{f_u - f_d}{Su - Sd} \right) + \left(f_u - Su \left(\frac{f_u - f_d}{Su - Sd} \right) \right) e^{-rT} \quad (4.18)$$

Para o caso de árvores multipassos, o preço da opção é atualizado a cada passo. Ou seja, seguindo-se até o passo inicial, ter-se-á um valor f “final” calculado por atualizações de f_u e f_d a cada nó.

4.4 Modelo Proposto

Tendo o modelo CRR como base, para que a árvore binomial reflita de maneira satisfatória o comportamento dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica, os valores de u e d não devem ser calculados conforme as Fórmulas 4.11 e 4.12 assim como os valores dos preços em cada etapa não devem ser relacionados com o preço inicial e a potencialização de u e d em cada passo. Dessa forma, a idéia original do modelo CRR é desconfigurada, pois os novos parâmetros de u e d não irão refletir o MGB. Entretanto essa desconfiguração torna-se uma vantagem, à medida que a distribuição de preços de energia elétrica não descreve uma trajetória MGB, segundo Tanlapco et al. (2002). A flexibilidade dos modelos *lattice* para a representação de distribuições de probabilidade é explorada, adaptando-se os parâmetros necessários no modelo CRR e mantendo a técnica de avaliação neutra em relação ao risco.

Neste modelo, os valores Su e Sd serão calculados de forma ponderada em cada nó, com base nas simulações de afluições, e comparando com os nós subseqüentes da árvore binomial recombinante já calculados e construídos. Os valores de u e d serão variáveis de nó para nó, calculados segundo as fórmulas:

$$u = \frac{Su}{S} \quad (4.19)$$

$$d = \frac{Sd}{S} \quad (4.20)$$

Os preços S_u e S_d serão baseados nos cenários gerados pelo programa NEWAVE¹⁹ para determinação do CMO. Como o horizonte de estudo deste trabalho é de cinco anos, foi utilizado o programa NEWAVE para gerar uma previsão de setenta cenários de preço no curto prazo de até sessenta meses, baseado no histórico de afluências de 1931 até 2001. Dada uma tabela com setenta linhas e sessenta colunas, os valores dos preços na árvore de decisão foram ponderados mês a mês, baseados nos valores correntes da tabela e nos valores anteriores, de forma a obedecer à seqüência lógica da árvore binomial recombinante. Isso reflete na necessidade da não possibilidade de arbitragem, e o valor para cada nó subsequente deve ser no mínimo maior do que o anterior multiplicado pela taxa livre de juros r , isso para os valores S_u . Essa mesma regra é considerada para valores S_d , entretanto o valor para cada nó subsequente deve ser no máximo menor do que o anterior descontado a taxa livre de juros r .

Esta aproximação de árvore binomial modifica os valores médios dos preços encontrados nas simulações originais geradas pelo programa NEWAVE nos nós iniciais. Entretanto à medida que as etapas avançam, os valores médios dos preços tendem a se igualar com os valores médios obtidos pelo NEWAVE, calibrando o modelo de árvore binomial recombinante para a distribuição de probabilidade gerada inicialmente.

Esta discrepância nos valores médios dos nós iniciais é resultado do valor inicial do preço considerado na formação da árvore de decisão, e que o programa NEWAVE não considera na geração dos cenários. Dado que a possibilidade de um preço variar bruscamente acima de 500% é extremamente baixa, a não ser em cenários catastróficos, a diferença entre os valores médios nos nós iniciais pode ser então desconsiderada e não é classificada como uma fonte de erros.

Uma seção (onze nós) da árvore binomial recombinante criada para aplicação neste trabalho, e baseada na metodologia proposta acima se encontra no Anexo C. Os dados que

¹⁹ O programa NEWAVE foi desenvolvido pelo CEPEL com o intuito de otimizar o planejamento da operação energética de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes.

geram esta seção da árvore de cenários estão dispostos no Anexo B (horizonte de onze meses), e esses fazem parte de um horizonte de estudo de 60 meses, com a possibilidade de 70 cenários para cada mês. A formação da matriz de dados (matriz de preços) será explicitada detalhadamente no Capítulo 6.

4.4.1 Avaliação do Modelo

Uma análise de desempenho do método proposto é realizada seguindo os seguintes critérios definidos por Pilipovic (1998):

- habilidade para capturar a realidade de mercado;
- facilidade de implementação;
- facilidade de manutenção.

Os requisitos em relação à facilidade de implementação e de manutenção são plenamente atendidos, dado que o modelo CRR é amplamente utilizado pelas empresas de gerenciamento de risco e que a modificação no modelo é simples. Entretanto a avaliação em relação à habilidade para capturar a realidade de mercado é mais complexa, e somente pode ser realizada através de exaustivas simulações e de dados históricos mercadológicos consistentes. Neste caso, devido à ausência desses dados, a análise foi realizada considerando-se diversos panoramas de mercado, preços de exercício e distribuições de preço.

O resultado dessas simulações mostrou-se satisfatório, pois o modelo conseguiu representar racionalmente os movimentos de mercado em relação aos agentes.

4.5 Conclusão

A utilização de ferramentas financeiras para a criação de *hedging* para consumidores livres e agentes geradores é um fato, e os contratos derivativos sinalizam uma dinâmica propícia para tal. Os contratos de opção podem ser transacionados fora do

ambiente de bolsa de valores, e sua precificação é um grande desafio para o setor elétrico. Tais contratos também podem ser utilizados para compor as mais diversas estratégias de *hedge*, ou até mesmo para estratégias ousadas de busca ao lucro.

Existem diversos fatores que influenciam o prêmio de um contrato de opção, e que podem ser identificados e analisados, sensibilizando o decisor em relação a estes contratos. As diversas metodologias de precificação de opções utilizadas nos mercados financeiros buscam emular o comportamento de diversas *commodities* e ações, entretanto a metodologia de árvores de decisão se mostrou a mais flexível e completa, pois permite a emulação das mais variadas distribuições de probabilidade, além da possibilidade de considerar o provimento de dividendos e o estilo americano de vencimento.

Alguns modelos de precificação de opções muito utilizados no mercado financeiro se mostram deficientes quando utilizados no setor elétrico, valorando de maneira irreal as opções e conseqüentemente, podendo conduzir o decisor à alternativas errôneas na avaliação de transações comerciais. Isto é justificado devido às características da distribuição de probabilidade dos preços de curto prazo de energia elétrica

Desta maneira foi desenvolvido e proposto um modelo de precificação utilizando a técnica de árvore de decisão binomial recombinante, calculando a cada passo os índices de probabilidade de alta ou baixa do preço em relação aos cenários futuros. O modelo aborda de maneira satisfatória o problema da não padronização da distribuição de preços de curto prazo de energia elétrica. Todas as etapas da metodologia foram descritas para que no próximo capítulo a utilização da mesma possa ser compreendida em sua totalidade.

Em suma, o modelo assimilou as características especiais da *commodity* energia elétrica no mercado brasileiro, solidificando o processo de valoração dos contratos de opções.



CAPÍTULO 5

IDENTIFICAÇÃO, MENSURAÇÃO E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Este capítulo aborda os tipos de riscos existentes no setor elétrico, assim como as técnicas de mensuração do risco de mercado. Os procedimentos de gerenciamento de risco são abordados de forma a apresentar um mapa de retorno e risco ao decisor, assim como são demonstradas as vantagens e desvantagens de cada técnica.

5.1 Identificação dos Riscos

Conforme descrito anteriormente, o novo paradigma de mercado introduziu novos riscos ao negócio de energia elétrica, os quais influenciam diretamente os preços e as transações comerciais deste setor. Portanto, para um eficiente estudo de mercado e para a concepção de uma estratégia adequada ao perfil de risco de cada agente, é necessária a identificação, mensuração e o gerenciamento dos riscos que envolvem este negócio.

Neste contexto, o agente de comercialização precisa conhecer e aplicar com precisão as técnicas de mensuração e gerenciamento de riscos, pois o lucro deste agente depende diretamente das posições financeiras tomadas em relação ao mercado de energia elétrica. Os fundamentos para mensuração de riscos em mercados energéticos são abordados em Pilipovic (1998), direcionando para a utilização de instrumentos derivativos para proteger os agentes dos riscos relacionados ao setor energético. Uma análise local de fontes de riscos na indústria brasileira de EE é realizada por Guido e Duarte (2003).

A análise de riscos está baseada primordialmente na identificação dos riscos que influenciam o negócio do decisor. Embora o termo “risco” na linguagem moderna signifique “perigo de perda”, a teoria de finanças o define como “dispersão de resultados inesperados, devido a oscilações nas variáveis financeiras”. Assim, os desvios positivos e negativos devem ser vistos como fontes de risco. Jorion (1997) define o risco como a volatilidade dos resultados inesperados, normalmente relacionada ao valor de ativos ou passivos de interesse.

Na prática, para a mensuração formal do risco, deve-se, primeiramente, definir a variável de interesse, que pode ser o valor de uma carteira, os ganhos, o capital ou determinado fluxo de caixa. Os riscos financeiros são criados pelos efeitos de fatores financeiros sobre essa variável, a qual será neste trabalho o fluxo de caixa de uma empresa comercializadora de energia elétrica. As naturezas dos riscos financeiros são diversas, e segundo Marrison (2002) podem ser classificadas como:

- **risco de negócio:** se refere aos riscos específicos à indústria ou ao mercado em que a empresa opera. Por exemplo, uma geradora pode não ser despachada de acordo

com a ordem de mérito baseada na otimização energética, ou até mesmo por restrições elétricas causadas por congestionamentos em linhas de transmissão;

- **risco de mercado:** é o risco de perdas decorrentes de movimentos adversos nos preços dos ativos. Existem 4 fatores básicos para este tipo de risco: ações, juros, moedas e *commodities*. De maneira geral, o risco dos diversos instrumentos existentes atualmente no mercado financeiro é composição destes fatores primários. Neste trabalho o risco de mercado será abordado, com ênfase na *commodity* energia elétrica;
- **risco de crédito:** é o risco de perdas decorrentes da contraparte ser incapaz de honrar os pagamentos prometidos. Por exemplo, um banco pode emprestar um montante a uma empresa que decreta falência antes de quitar a dívida. Uma equivalência ao setor elétrico é o não pagamento da conta de energia pelos consumidores;
- **risco de liquidez:** se refere ao custo de liquidar uma posição relativamente grande em relação ao tamanho total do mercado. Neste caso, existe o risco de ter que pagar um prêmio para encontrar outro agente disposto realizar a operação inversa. Com o advento dos mercados futuros de energia elétrica, este é um risco consistente para as empresas comercializadoras de energia;
- **risco operacional:** é o risco de erros dos sistemas internos da empresa ou das pessoas que os operam. Por exemplo, o não funcionamento de um software ou o erro de digitação de uma determinada operação;
- **risco legal ou regulatório:** se refere ao risco de certos itens de um contrato não serem cumpridos pela contraparte ou até mesmo o contrato ser modificado em virtude de mudanças nas leis do país.

Considerando que no Brasil a geração elétrica predominante utiliza recursos hídricos como fonte primária, depara-se com uma grande dependência das aflúncias para a formação e definição do preço da energia elétrica. Isto se reflete na extrema volatilidade do preço de curto prazo da energia, originando um risco aos agentes de mercado. Devido à

natureza desse risco, o mesmo pode ser considerado um risco do tipo de mercado. Além da volatilidade no mercado *spot*, tem-se a complexidade da previsão do preço futuro da energia elétrica, pois segundo Da Silva (2001), o problema do planejamento energético da operação no Brasil é considerado dinâmico e de grande porte, dependente do comportamento estocástico das afluências.

A variabilidade do preço da energia elétrica é um obstáculo para os agentes definirem um fluxo de caixa, de forma a definir o retorno e o lucro do investimento realizado no setor. Portanto, independentemente dos outros riscos que incidem sobre o negócio de energia, o risco de mercado é importante e deve ser considerado na avaliação de investimentos e na realização de transações comerciais no setor elétrico.

Dessa forma, este trabalho está focado também na apresentação e comparação das diversas técnicas existentes na literatura para a mensuração do risco de mercado.

5.1.1 Risco de Mercado

Tanto a prática quanto a teoria do gerenciamento do risco de mercado vem tendo um enorme desenvolvimento nos últimos 20 anos. Existe uma série de fatores que impulsionaram o crescente aprimoramento e utilização das técnicas de controle desse risco nos últimos anos, segundo Hull (2000) e Marrison (2002).

Em primeiro lugar, pode-se citar o intenso processo de internacionalização pelo qual vem passando o mercado financeiro nas últimas duas décadas, que tende a produzir uma maior instabilidade nos mercados e, conseqüentemente, amplia as possibilidades de perdas significativas. Outro fato que possibilitou a expansão das técnicas de gerenciamento de risco foi o notável avanço ocorrido na tecnologia de informação. Como efeito, tem-se um aumento da capacidade de processamento dos computadores com redução significativa do tempo de cálculo necessário para algumas técnicas utilizadas na análise de risco. Por exemplo, técnicas que empregam um grande volume de simulação. Estes avanços fazem com que o emprego de novas técnicas não sofra nenhuma restrição do ponto de vista tecnológico permitindo que os resultados possam ser obtidos quase que instantaneamente, considerando milhares de cenários e incertezas.

A popularização das atividades em bolsas de valores alavancou um vigoroso crescimento do volume de transações financeiras realizadas. Por exemplo, o número de ações transacionadas por dia na Bolsa de Nova York passou de 3,5 milhões em 1970 para cerca de 40 milhões em 1990, o volume transacionado de moedas passou de alguns bilhões de dólares em 1965 para mais de 1 trilhão por dia em 1996. Além do crescimento do volume transacionado, observou-se também uma ampliação do número e da complexidade dos instrumentos utilizados nas operações. Neste ponto o fato mais importante ocorrido foi o surgimento dos derivativos, ativos cujo valor depende do valor de outros ativos. As opções, os contratos futuros, os *swaps*, são exemplos mais comuns de derivativos utilizados no setor elétrico segundo Arfux (2004).

De um lado, tais instrumentos tornaram disponíveis aos investidores um número muito maior de formas de alocações de recursos tanto para proteção contra certos cenários como para alavancagem de posições. De outro lado, no entanto, estes instrumentos aumentam a complexidade das carteiras de ativos expandindo as fontes de risco as quais estão expostas e o volume de perdas em situações adversas. Além disso, a posição pode ser feita de forma alavancada, o que implica dizer que em situações extremas é possível perder um volume de recursos acima da capacidade financeira do realizador da operação.

Diante deste panorama, torna-se essencial o emprego de técnicas que detectem e quantifiquem todas as fontes de risco de mercado de uma carteira tornando possível ao administrador gerenciá-lo, escolhendo quais riscos está disposto a correr e quais deseja evitar. Contudo não é possível eliminar todos riscos, e sim gerenciá-los de forma consciente e racional.

5.2 Técnicas de Gerenciamento de Riscos

A noção de risco de mercado de um portfólio está associada ao fato de que seu retorno em um dado período de tempo não ser conhecido de antemão. Ao contrário, existe um conjunto de retornos possíveis. As probabilidades de ocorrência de cada um dos elementos deste conjunto irão determinar, em última instância, o potencial de perda da

carteira. Sob este aspecto, o ponto de partida para gerar uma medida de risco é o conhecimento da distribuição de probabilidades dos retornos, ou seja, da função que relaciona os retornos possíveis a sua respectiva possibilidade de ocorrência expresso numa medida de probabilidade. Esta função permite que se faça uma afirmação probabilista a respeito das variações adversas de um portfólio.

O conceito de risco e sua mensuração são relativamente antigos e apresentados através da Teoria de Portfólios por Markowitz (1952) e Markowitz (1959) ainda nos anos cinquenta, e aprofundado por Sharpe (1964) através da metodologia CAPM nos anos sessenta. Entretanto somente após os catastróficos desastres financeiros ocorridos no início dos anos noventa, o mercado financeiro sinalizou fortemente a necessidade do gerenciamento e controle de risco, principalmente em relação ao risco de mercado.

Dessa maneira, as instituições financeiras iniciaram pesquisas para desenvolver sistemas internos que pudessem mensurar também sua exposição total a perdas. O resultado final foi o desenvolvimento de uma medida conhecida como *Value-at-Risk* (VaR) que leva em conta não só o risco individual de cada ativo, expresso estatisticamente no desvio padrão dos retornos, mas também as relações entre os diversos ativos dadas pelas correlações.

Nos últimos anos, a teoria de controle de risco de mercado evoluiu rapidamente, tornando disponível uma grande variedade de técnicas com características bastante distintas. No entanto, nenhuma delas é capaz de dominar totalmente as outras. Desta forma, dada a importância que o controle de risco tem hoje nas diversas instituições e negócios, torna-se essencial entender as vantagens e desvantagens de cada técnica para que seja possível escolher a mais apropriada para o problema em questão. Neste trabalho expõe-se em detalhes as técnicas mais difundidas e utilizadas no setor elétrico, além de se propor uma aproximação adequada ao caso específico de uma carteira de ativos energéticos brasileiros.

5.3 Teoria de Portfólios de Markowitz

A teoria de gerenciamento de ativos desenvolvida por Markowitz (1952) se baseia no conceito multidimensional do risco, e na premissa de que o investidor racional é avesso ao risco, isto é, dado um investimento, ele escolhe aquele com menor risco, e quanto maior o risco, maior é o retorno exigido por ele. Estas considerações foram identificadas através da Teoria da Utilidade, na qual o investidor define o benefício para si de cada possibilidade de investimento.

Dessa forma Markowitz definiu que o risco de um investimento pode ser dividido em dois componentes distintos. Estes componentes são caracterizados como uma parcela de risco diversificável e outra de risco não diversificável. O risco diversificável também é conhecido como não-sistemático e está associado às particularidades de cada ativo, consistindo em um risco específico. Neste caso, dependendo de alguma informação ou acontecimento específicos, somente os valores destes ativos sofrerão variação no mercado. Em contrapartida o risco não diversificável ou sistemático, como também é conhecido, refere-se a acontecimentos que afetam o mercado como um todo. Ou seja, todos os ativos sofrerão valorização ou desvalorização de acordo com um fato ou informação considerada sistemática e sua correlação com o mesmo. O risco de mercado é classificado como um risco sistemático (ARFUX, 2004).

Partindo dessas premissas, Markowitz observou que através do Princípio da Diversificação, a distribuição de um investimento em vários ativos irá eliminar parte, mas não a totalidade dos riscos. Logo, conforme a Figura 5.1, pode-se concluir que o risco não sistemático é essencialmente eliminado pela diversificação, portanto uma carteira relativamente grande não apresenta risco não sistemático. E em contrapartida, o risco sistemático não pode ser eliminado pela diversificação. Independente de quantos ativos coloca-se na carteira, o risco sistemático não desaparece.

Dessa observação Markowitz repetiu e redefiniu a máxima²⁰ proferida por Sancho Panza em Don Quixote: “Não coloque todos seus ovos na mesma cesta”, ou seja, não coloque todo o seu investimento em apenas uma escolha, pois seu risco será maior.

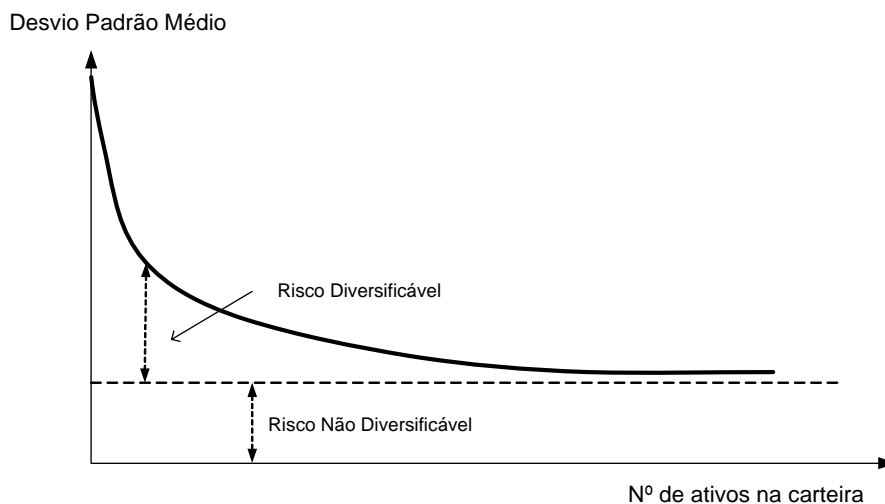


Figura 5.1 Princípio da Diversificação. Adaptado (MARKOWITZ, 1952).

A formulação matemática dos riscos definidos anteriormente identifica a estreita relação entre o risco e o retorno, através da composição do retorno de um ativo. Primeiramente, o retorno de um investimento R_T pode ser decomposto em duas parcelas distintas, caracterizadas pela componente retorno esperado $E(R)$, e pela componente retorno não esperado U . O elemento $E(R)$ advém de informações disponíveis e conhecidas e pode ser representado como taxas de remuneração livre de risco (*risk free rate*), enquanto a parcela U reflete as informações imprevistas do mercado e constitui a fonte de riscos. Conseqüentemente o retorno total de um investimento pode ser descrito como:

$$R_T = E(R) + U \quad (5.1)$$

Contudo a componente U , por sua vez, também pode ser decomposta em duas parcelas, visto que representa o risco de um ativo na composição de seu retorno. Dessa forma, o elemento U representa a soma dos retornos dos riscos sistemáticos (m) e dos não-sistemáticos (ξ), resultando na seguinte equação:

²⁰ Segundo Herbison (2003), o provérbio “Não coloque todos os seus ovos em um único cesto” foi publicado originalmente no ano de 1666 por Torriano, em: Lugar Comum de Provérbios Italianos.

$$R_T = E(R) + m + \xi \quad (5.2)$$

A relação entre o risco e o retorno disposta acima é geralmente de correlação positiva, ou seja, os dois variam juntos para valorização ou desvalorização, porém em taxas diferentes. Portanto através da diversificação da carteira de investimentos é possível melhorar esta correlação, gerando lucros maiores com a mesma taxa de risco.

Analizando a influência do risco diversificável na carteira de ativos e as considerações realizadas anteriormente, Markowitz (1959) determinou a variância e a covariância entre os possíveis retornos de cada ativo como medida de risco, definindo uma das mais importantes métricas do mercado financeiro. Segundo Bernstein (1997), o objetivo de Markowitz foi utilizar a noção de risco para compor carteiras para investidores que consideram o retorno esperado algo desejável, e a variância do retorno esperado (risco) algo indesejável.

5.3.1 Aplicação da Teoria

Conforme Silveira (2001), iniciando a análise para uma carteira composta por dois ativos, as duas informações iniciais para a utilização do modelo são o retorno esperado para cada cenário de preço e a variância deste retorno, o qual indica o risco de cada ativo. Com estas informações é determinada a covariância entre estes conjuntos de dados para cada ativo, conforme a matriz abaixo:

	Ativo 1	Ativo 2
Ativo 1	$x_1^2 \cdot \sigma_1^2$	$x_1 \cdot x_2 \cdot Cov_{12}$
Ativo 2	$x_2 \cdot x_1 \cdot Cov_{12}$	$x_2^2 \cdot \sigma_2^2$

Tabela 5.1 Matriz de covariância dos retornos esperados para dois ativos (SILVEIRA, 2001).

Onde:

x_1	Participação do ativo 1 na carteira de contratos.
x_2	Participação do ativo 2 na carteira de contratos.
Cov_{12}	Covariância dos retornos dos ativos da carteira.

Portanto, através da variação da participação de cada ativo são obtidas carteiras com diferentes níveis de risco e retorno. A diversificação de risco não sistemático é obtida através da aplicação em ativos com correlação negativa. Pois desta forma a perda em determinado conjunto de ativos pode ser compensada com ganhos em outros ativos. A Figura 5.2 demonstra como o efeito da diversificação atua:

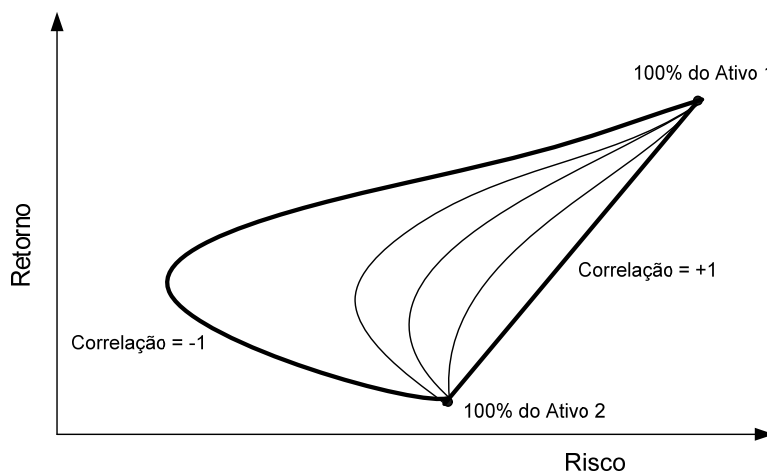


Figura 5.2 Efeito da diversificação do Risco. (SILVEIRA, 2001).

O efeito da diversificação é mais eficiente à medida que o coeficiente de correlação diminui. Este raciocínio pode ser estendido para uma carteira com múltiplos ativos. Neste caso, haverá um conjunto de pontos, caracterizando uma “nuvem” de possibilidades, formando uma região viável com todas as combinações possíveis para a carteira (ARFUX, 2004). Entretanto Markowitz (1959), determina que riscos individuais de ativos não correlacionados não diversificam o risco; e que a redução do risco por diversificação é limitada pela correlação dos ativos.

As carteiras que apresentam melhor retorno para um mesmo nível de risco formam a fronteira eficiente. Portanto a fronteira eficiente se situa na parte superior da região viável, onde estão situados os maiores valores de retorno, a partir da carteira mínima de variância. A carteira mínima de variância representa o portfólio de menor risco possível quando definido um valor de mínimo retorno admissível, podendo este ser definido aleatoriamente pelo decisor. Essa definição é justificada pelo fato de que carteiras com mínima variância (baixo risco), mas com retornos inferiores ao definido pelo decisor não tem significância alguma no ponto de vista de gerenciamento de riscos. Para fins de

sensibilidade, usa-se o retorno mínimo admissível igual a um, ou seja, investimento com benefício nulo, de maneira a permitir uma observação mais ampla da formação da fronteira eficiente (SILVEIRA, 2001).

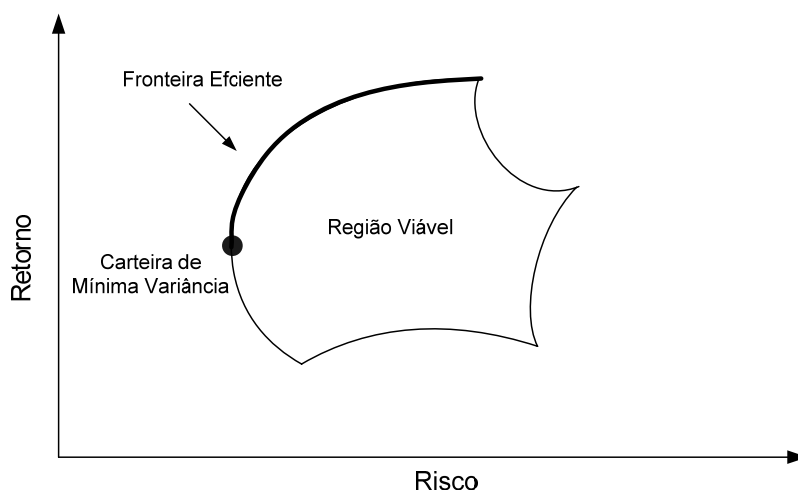


Figura 5.3 Efeito da Diversificação do Risco – Carteira com Múltiplos Ativos (SILVEIRA, 2001).

Para problemas que consideram a utilização de múltiplos ativos para a composição da carteira do decisor, a inter-relação entre os mesmos é dada a partir de uma matriz de covariâncias de ordem $(n \times n)$ igual ao número n de ativos.

	Ativo 1	Ativo 2	Ativo 3	...	Ativo n
Ativo 1	$x_1^2 \cdot \sigma_1^2$	$x_1 \cdot x_2 \cdot Cov_{12}$	$x_1 \cdot x_3 \cdot Cov_{13}$...	$x_1 \cdot x_n \cdot Cov_{1n}$
Ativo 2	$x_2 \cdot x_1 \cdot Cov_{21}$	$x_2^2 \cdot \sigma_2^2$	$x_2 \cdot x_3 \cdot Cov_{23}$...	$x_2 \cdot x_n \cdot Cov_{2n}$
Ativo 3	$x_3 \cdot x_1 \cdot Cov_{31}$	$x_3 \cdot x_2 \cdot Cov_{32}$	$x_3^2 \cdot \sigma_3^2$...	$x_3 \cdot x_n \cdot Cov_{3n}$
...
Ativo n	$x_n \cdot x_1 \cdot Cov_{n1}$	$x_n \cdot x_2 \cdot Cov_{n2}$	$x_n \cdot x_3 \cdot Cov_{n3}$...	$x_n^2 \cdot \sigma_n^2$

Tabela 5.2 Matriz de Covariância dos retornos esperados para múltiplos ativos (SILVEIRA, 2001).

Segundo Arfux (2004), um pressuposto muito importante é o fato de que a matriz de covariância dos retornos esperados deve ser positiva definida, a fim de garantir a estabilidade do modelo. Entretanto, por neste trabalho consideramos um portfólio de contratos de energia, a matriz de covariância dos retornos esperados pode não assumir a característica necessária para garantir a estabilidade do modelo. Problemas dessa natureza podem ser encontrados por se tratar de um fluxo de caixa não convencional. No Capítulo 6

será apresentada uma aproximação para evitar este tipo de inconveniente em relação aos autovalores da matriz de covariância dos retornos esperados.

A Teoria de Portfólios de Markowitz demonstra que o retorno de uma carteira diversificada equivale à média ponderada dos retornos de seus componentes individuais e que sua volatilidade será inferior à volatilidade média de seus componentes individuais (MARKOWITZ, 1959). E, segundo Arfux (2004), esta teoria pode ser descrita como um problema de programação quadrática, e a forma mais conhecida é a seguinte:

$$\text{Min } f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i \cdot x_j \cdot \text{Cov}_{ij} \quad (5.3)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot E(r_i) = E^* \quad (5.4)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (5.5)$$

Onde:

x_i	Participação do ativo i na carteira.
x_j	Participação do ativo j na carteira.
Cov_{ij}	Covariância entre i e j .
E^*	Retorno esperado do ativo.

Determinado um nível de retorno esperado (primeira restrição), a solução deste problema é um vetor com as participações de cada ativo na carteira, de forma que o risco seja minimizado, conforme a função objetivo (Fórmula 5.3). Stern (2000) apud Arfux (2004) ressalta que os indicadores de risco e rentabilidade esperada dos ativos de um portfólio são definidos e calculados pelo decisor, determinando posteriormente as carteiras ótimas segundo estas restrições. A segunda restrição se refere à necessidade de que o somatório das participações relativas dos ativos deve ser unitário, satisfazendo a premissa básica de que a solução ótima deve contemplar toda a quantia disposta pelo decisor a investir no portfólio. Neste trabalho esta quantia se refere ao montante total contratado pelo agente comercializador e o qual será objeto de venda do mesmo.

A fronteira eficiente mostrada na Figura 5.3 também pode ser compreendida como a curva das soluções eficientes deste problema de programação quadrática, segundo Silveira (2001). A análise de portfólio desenvolvida por Markowitz fundamenta a introdução e aplicação da programação estocástica a problemas econômicos, e, portanto, representa um avanço no processo de tomada de decisão frente ao risco.

5.4 Teoria de Sharpe

A Teoria de Sharpe é uma extensão da Teoria de Portfólios de Markowitz, entretanto trata do risco sistemático (não diversificável) de uma carteira de investimentos ou contratos. Ou seja, identifica e gerencia a parcela m da Fórmula 5.2. Conforme verificado anteriormente, o risco não diversificável é atribuído a fatores de mercado que afetam todos os ativos, e não pode ser eliminado por meio da diversificação. Exemplos destes fatores são as situações de inflação, os incidentes internacionais e os eventos políticos (SILVEIRA, 2001). Em relação ao risco sistemático, os ativos reagem de forma diferenciada, isto é, alguns sobem mais e outros menos, embora todos sejam afetados (REIS da SILVA, 2001).

Dessa forma, Sharpe (1964), desenvolveu em seu trabalho um índice *beta* que, no contexto de uma carteira diversificada, quantifica o risco de um ativo em relação ao mercado global. Portanto este índice é uma medida de risco sistemático do ativo em relação à carteira de mercado e pode ser expresso como:

$$\beta_i = \frac{Cov_{iM}}{\sigma_M^2} \quad (5.6)$$

Onde:

β_i	Beta do ativo i .
Cov_{iM}	Covariância entre o ativo i e a carteira de mercado.
σ_M^2	Variância do retorno da carteira de mercado.

A obtenção gráfica da Carteira de Mercado (CM), segundo a Teoria de Sharpe, é apresentada na Figura 5.4. O ponto CM é obtido pela reta Linha de Mercado de Capitais (*Capital Market Line* - CML) que, com origem na taxa livre de risco R_f , tangencia o conjunto viável definido pela Teoria de Markowitz. A Carteira de Mercado é a carteira que fornece as melhores oportunidades de investimento do ponto de vista da Teoria de Sharpe e, na prática, pode ser utilizado, com boa aproximação, um índice amplo de mercado. Por exemplo, no caso de ações e títulos, o índice BOVESPA (SILVEIRA, 2001).

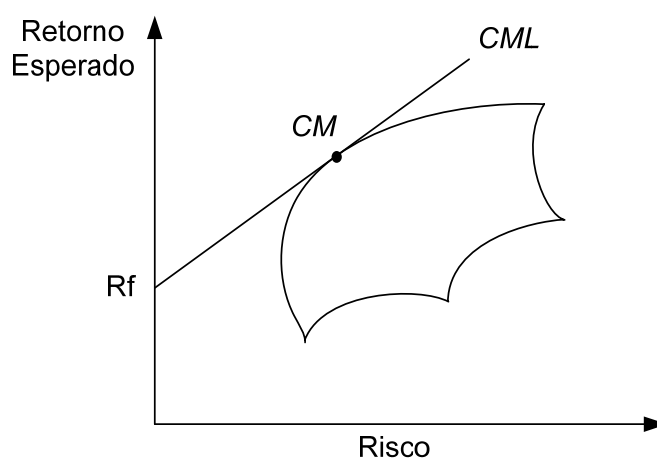


Figura 5.4 Carteira de Mercado (SILVEIRA, 2001).

Através da análise da Fórmula 5.6 e da Figura 5.4, pode-se concluir que índices *beta* iguais indicam ativos com o mesmo retorno esperado. Deste modo, o retorno esperado de um ativo com *beta* nulo é igual ao retorno do ativo remunerado à taxa livre de risco, enquanto que o retorno esperado de um ativo *beta* unitário representa o retorno esperado da carteira de mercado. Portanto, de acordo com o *beta* do portfólio, é possível classificá-lo como se segue:

- Ativo com *beta* unitário é considerado neutro, pois a correlação perfeita entre seu retorno e o retorno da carteira de mercado. Por exemplo, se o mercado sobe 8%, o valor do ativo sobe 8%; se o mercado cai 2%, o valor do ativo também cai 2%.
- Ativo com *beta* superior a 1 é dito agressivo. Por exemplo, para *beta* igual a 1,5, se o mercado sobe 8%, o ativo sobe 12%; mas se o mercado cair 10%, o seu preço sofrerá declínio de 15%.

- Ativo com *beta* inferior a 1 é considerado conservador. Por exemplo, para um *beta* igual a 0,5, se o mercado cair 8%, o ativo sofrerá uma baixa de 4%; e se o mercado subir 6%, o ativo subirá 3%.

Sendo assim, um ativo somente será adquirido ou mantido, se seu retorno esperado compensar o risco estimado (SILVEIRA, 2001).

5.4.1 Teoria Capital Asset Pricing Model (CAPM)

Uma questão fundamental em finanças é como o risco de um investimento pode afetar o seu valor esperado. Neste contexto, a metodologia Capital Asset Pricing Model (CAPM) identificou a primeira relação coerente para responder essa questão segundo Perold (2004). Essa metodologia é baseada na idéia de que nem todos os riscos afetam o preço dos ativos. Investidores diversificados estão menos expostos a riscos por investimento do que investidores não diversificados, e eles portanto admitem receber um retorno esperado menor (FAMA et al., 2004).

A partir da teoria desenvolvida por Markowitz, Sharpe (1964) formulou o modelo que relaciona de forma linear o retorno esperado de um ativo com seu risco sistemático. Esse modelo denominado *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) foi inicialmente proposto no início da década de 60. Sharpe afirma que, adotando-se o *beta* como medida de risco, o retorno de um ativo estará linearmente associado a seu *beta*, como ilustrado na Figura 5.5.

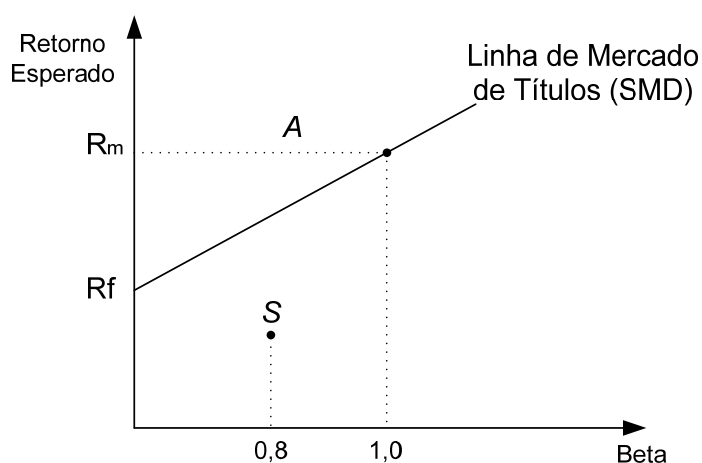


Figura 5.5 Relação entre Risco e Retorno de um Ativo (SILVEIRA, 2001).

A Linha de Mercado de Títulos, ou SML (*Security Market Line*), é a representação gráfica do modelo CAPM de Sharpe. As carteiras localizadas sobre a SML são compostas por investimentos na taxa livre de risco R_f e na carteira de mercado R_M (ou ativo com beta unitário). A composição dos portfólios sobre o SML, varia de 100% de investimentos na taxa livre de risco (usualmente títulos do governo norte americano), quando o *beta* vale zero na Figura 5.5, até 100% de investimentos considerados a carteira de mercado, quando *beta* é igual a 1.

Conforme Silveira (2001), o *beta* de um ativo S , por exemplo, pode ser reproduzido por uma carteira *Alfa* com 20% investido no ativo livre de risco e 80% investido em um ativo com *beta* unitário. A carteira *Alfa*, situada sobre a SML, domina o ativo S , pois apresenta o mesmo *beta* e retorno esperado superior. Racionalmente, os investidores não investem no ativo S e seu preço de mercado tende a cair, segundo a lei da oferta e da procura. Esse ajuste de preço eleva o retorno esperado do ativo, até que se posicione sobre a SML. Da mesma forma, os preços dos ativos situados acima da SML elevam-se até que seus retornos esperados situem-se exatamente sobre a SML.

Na formulação da metodologia CAPM, Sharpe propõem que o retorno esperado de um ativo é o retorno do ativo livre de risco somado a um prêmio. Esse prêmio é o beta do ativo multiplicado pela diferença entre o retorno esperado da carteira de mercado e a taxa livre de risco. A expressão abaixo apresenta a formulação da metodologia CAPM:

$$E(r_i) = R_f + \beta_i \cdot (R_M - R_f) \quad (5.7)$$

Onde:

β_i	Índice <i>Beta</i> do ativo i .
$E(r_i)$	Valor esperado do retorno do ativo i .
R_f	Taxa livre de risco.
R_M	Retorno esperado da carteira de mercado.

A metodologia CAPM, através da Fórmula 5.7, estabelece a relação entre o retorno esperado e o risco sistemático de um ativo. Nesta formulação, a remuneração do investimento é composta por dois elementos: o fator temporal – expresso pela taxa de juros

R_f , que remunera o consumo postergado - e o fator de risco - expresso por $\beta_i \times (R_M - R_f)$. Isto significa que o prêmio pelo risco é igual ao produto entre $(R_M - R_f)$ – comum a todos os ativos – e β_i - coeficiente de risco sistemático do ativo. O índice beta de um ativo ou de uma companhia é o risco desta, comparado ao risco global do mercado.

5.5 Valor sob Risco (Value-at-Risk – VaR)

O VaR é um método de mensuração de risco que utiliza técnicas estatísticas padrões, comumente usadas em outras áreas técnicas. Em linguagem formal, *VaR mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de um determinado nível de confiança*. Assim, pode-se dizer que o VaR é uma medida que expressa, de forma probabilística, as variações adversas esperadas de uma carteira de ativos, fornecendo aos usuários uma medida concisa do risco de mercado da carteira. Esta medida representa quanto um gerenciador de portfólio pode perder, dado um nível de confiança e um horizonte de tempo, guiando desta maneira o investidor a optar por portfólios coerentes com as suas reservas de capital.

Por exemplo, um banco poderá informar que o VaR diário de sua carteira é de US\$35 milhões, a um nível de confiança de 99%, ou seja, há apenas uma oportunidade em 100, sob condições normais de mercado, de ocorrer um prejuízo acima de US\$35 milhões. Esse único valor resume a exposição do banco ao risco de mercado, bem como a probabilidade de uma oscilação adversa. Além disso, ele mede o risco utilizando a mesma unidade de moeda constante no resultado do banco, ou seja, neste caso, dólares (JORION, 1997). Assim, o decisor pode concluir se esse nível de risco é aceitável. Caso não o seja, o processo que conduziu ao cálculo do VaR pode ser usado para se decidir onde reduzir risco.

Segundo Jorion (1997), o principal propósito do VaR é quantificar o risco de mercado, de forma a sinalizar o decisor em relação aos casos de perdas ou exposições incomuns. As perdas podem ocorrer pela combinação de dois fatores: volatilidade da variável financeira-objeto e exposição a essa fonte de risco. Embora as empresas não

tenham controle sobre a volatilidade das variáveis financeiras, elas podem ajustar suas exposições a tais riscos, através de derivativos, por exemplo. O valor sob risco captura o efeito combinado da volatilidade com a exposição a riscos financeiros.

As grandes vantagens do *Value-at-Risk* são a objetividade e a simplicidade de sua metodologia, refletida em cálculos singelos de fácil implementação computacional, e conseqüentemente, com rápido processamento e resposta às simulações. Entretanto essa medida não considera as perdas causadas por cenários de grandes depressões ou catástrofes, em virtude de considerar somente o percentil da distribuição de densidade acumulada dos preços ou retornos, de um portfólio.

5.5.1 VaR para Distribuições Gerais

De forma analítica segundo Jorion (1997), pode-se definir uma metodologia básica para calcular o valor sob risco de uma carteira. Considerando W_0 como o investimento inicial e R sua taxa de retorno, o valor final da carteira (W) ao final do horizonte de tempo considerado é dado por:

$$W = W_0 \cdot (1 + R) \quad (5.6)$$

Desta forma, o menor valor da carteira pode ser definido como W^* e a taxa de retorno acumulada R^* , ambos para um determinado nível de confiança c , conforme a Fórmula 5.7:

$$W^* = W_0 \cdot (1 + R^*) \quad (5.7)$$

Através dos conceitos definidos acima, o cálculo do VaR pode ser determinado como a perda relativa à média ou como perda absoluta, segundo as Fórmulas 5.8 e 5.9 respectivamente (JORION, 1997):

$$VaR = E(W) - W^* \quad (5.8)$$

$$VaR = W_0 - W^* = -W_0 \cdot R^* \quad (5.9)$$

De forma geral, pode-se obter o VaR a partir da distribuição de probabilidade do valor futuro da carteira $f(w)$. Este conceito pode ser compreendido através da observação da Figura 5.6.

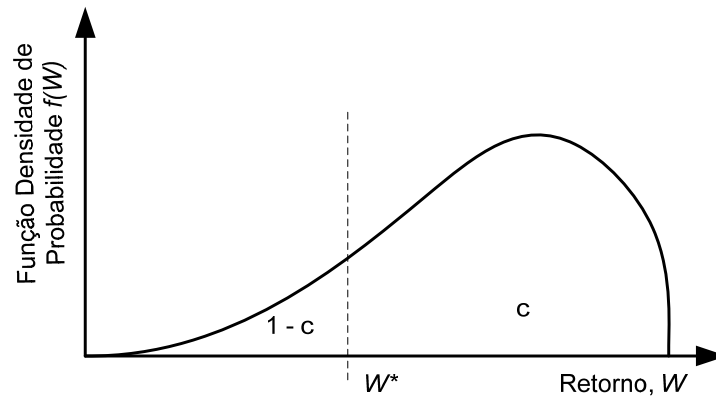


Figura 5.6 VaR para distribuições gerais (JORION, 1997).

A partir da análise do gráfico acima, pode-se notar que W^* é o menor valor da carteira para um determinado nível de confiança c . Analiticamente, a área c pode ser determinada através da forma integral, conforme a Fórmula 5.10:

$$c = \int_{W^*}^{\infty} f(w) dw \quad (5.10)$$

A área restante de $-\infty$ até W^* deve somar $p = 1-c$, e é modelada na Fórmula 5.11:

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} f(w) dw = p \quad (5.11)$$

O valor W^* é chamado de quantil da distribuição, e se tratando de análises em porcentagem, denomina-se percentil. Ou seja, um percentil corresponde a 1% da função distribuição da probabilidade (JORION, 1997). A Fórmula 5.11 é o retorno W tal que a probabilidade de ocorrência de retornos menores que W^* seja igual a $(c-1)\%$. Este retorno multiplicado pelo valor de mercado da carteira informa a variação adversa, em termos monetários, tal que a ocorrência de situações piores, perdas maiores, ocorre com probabilidade de $c\%$. Note que, no cálculo do VaR, é preciso definir arbitrariamente um nível de confiança e um período de tempo. Este último costuma ser considerado como o tempo necessário para liquidar toda a posição.

Com relação à escolha do nível de confiança, pode-se dizer que a escolha, em última instância, é arbitrária. Mas, dependendo do propósito em questão - avaliação da precisão do sistema risco implantado, determinação do volume de capital da instituição ou comparação de sistemas de risco distintos - tem-se alguns guias para a escolha. Se o propósito for a avaliação do sistema recomenda-se que o nível de significância seja alto porque, caso contrário, retornos que excedem o VaR seriam eventos raros e, com isso, seria necessário uma base de dados muito grande para se obter informações sobre o desempenho do modelo, segundo Kupiec (1995). No caso da determinação de capital, a escolha do nível de confiança depende do grau de aversão ao risco do administrador, ou seja, quanto mais averso ao risco, menor deve ser o nível de confiança para que o capital alocado seja maior.

Por último, se o propósito é comparar diferentes sistemas de risco então, sob a hipótese de normalidade, o nível de confiança escolhido é irrelevante, pois neste caso, o VaR com dado nível de confiança pode ser diretamente transformado num outro nível de confiança qualquer com a simples alteração de parâmetros na metodologia paramétrica (ANDERS ET AL., 1999). No entanto, sem a hipótese de normalidade (caso estudado neste trabalho), isto não é mais possível, e valores de VaR de diferentes níveis de confiança não guardam relações de transformação.

Pela definição acima o cálculo do VaR envolve apenas um problema probabilístico, uma vez que estamos supondo conhecida a distribuição dos retornos da carteira. Na prática, a mensuração do VaR envolve também um problema de inferência, pois a única informação disponível é a realização do processo estocástico gerador dos retornos. As diversas técnicas se diferenciam, basicamente, no modo como tratam o problema do desconhecimento do verdadeiro processo estocástico gerador dos dados. No entanto também dependem de outras características, como o tipo dos dados disponíveis, das características do ativo e o comportamento da distribuição de preços do mesmo. Segundo Anders et al. (1999), os métodos para o cálculo do VaR são os seguintes:

- métodos históricos;
- simulação histórica aproximada;
- métodos analíticos;
- simulação Monte Carlo.

Devido à característica dos dados utilizados neste trabalho, pode-se considerar que o método VaR implementado é do tipo Simulação Histórica Aproximada. Essa definição é justificada pelo fato de que a previsão de preços de curto prazo de energia elétrica no Brasil é calculada com base em afluições históricas, e com previsões de carga adequadas à parâmetros sócio-financeiros. Anders et al. (1999) avaliam o desempenho desse método, e concluem que sua implementação é relativamente simples. Além de que a criação dos cenários permite um Teste de Estresse, ou seja, é possível analisar o desempenho do portfólio para cenários catastróficos, e que sua facilidade de cálculo depende do horizonte de tempo.

Como esse método calcula o VaR para cada nível de confiança separadamente baseado na distribuição probabilística da variável aleatória, sua aplicação para diferentes horizontes de análise requerem um novo cálculo, diferentemente da aproximação paramétrica demonstrada por Jorion (1997), a qual permite a utilização de uma simples fórmula para a determinação do VaR em diferentes horizontes de estudo e diferentes níveis de confiança. Uma análise completa dos métodos de VaR utilizados em mercados energéticos encontra-se em Anders et al. (1999).

5.5.2 Aplicação da Metodologia

A utilização do VaR para avaliação de possíveis perdas em cenários com retornos esperados negativos, depende da Função Densidade de Probabilidade dos dados em questão. A montagem da Função Densidade de Probabilidade dos retornos esperados tem como pressuposto o conhecimento dos retornos para cada cenário, e através da verificação da frequência de cada resultado (quantil), remonta um gráfico similar à Figura 5.6. Portanto o valor do VaR para cada nível de confiança pode ser retirado do percentil correspondente na Função Densidade de Probabilidade calculada anteriormente. Nota-se que para cada horizonte de estudo uma nova função deve ser calculada, pois devido ao comportamento da mesma não é possível estabelecer relações do tipo paramétricas.

5.6 Valor Esperado sob Risco (Conditional Value-at-Risk – CVaR)

A metodologia CVaR é uma das métricas de risco derivadas do VaR e também é conhecida como média do excesso de perda segundo Rockafellar e Uryasev (2000) e Oliveira et al. (2006b). Em linguagem formal, *CVaR mede a média das piores perdas esperadas ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de um determinado nível de confiança*. Portanto, o CVaR produz uma melhor indicação das perdas potenciais, dado que considera todos os resultados além do nível de confiança para gerar a média esperada das perdas, inclusive os cenários catastróficos (CHERNOZHUKOV e UMANTSEV, 2001).

De certa maneira pode-se considerar que o CVaR complementa o VaR, pois ele ilustra os piores cenários para o decisor, enquanto o VaR define o capital econômico mínimo necessário que suporta o pior cenário dentro do nível de confiança. Com essas medidas, um comercializador pode construir um portfólio que represente o capital econômico disponível pelo mesmo, mas não representa necessariamente o mínimo retorno admissível para tal investimento (OLIVEIRA ET AL., 2006b).

O cálculo do CVaR é muito parecido com o VaR, e pode-se interpretar que um índice CVaR é a média ponderada dos valores de VaR superiores ao nível de confiança considerado, considerando a participação de cada quantil na formação da Função Densidade de Probabilidade. Por exemplo, um índice CVaR de 95%, é a média dos índices VaR 95% até 100%. Desta forma neste trabalho o modelo de cálculo do CVaR foi facilmente implementado, pois como é do tipo Simulação Histórica Aproximada, tem-se a Função Densidade de Probabilidade já confeccionada para o uso do VaR, e o valor do CVaR é encontrado através da média ponderada dos valores acima do nível de confiança. Dado que a unidade métrica utilizada é o percentil, pode-se fazer a média aritmética dos mesmos para a definição do CVaR.

Cabero et al. (2005) defende que o CVaR é um dado mais realista para o mercado de energia elétrica, pois os piores cenários tem uma probabilidade alta de acontecer em sistemas de potência, isto quando comparado ao mercado de ações. Além disso, quando

esses cenários pessimistas ocorrem, as perdas são enormes, eventos tais que o VaR não capta devido à sua formulação.

5.7 Fronteira Eficiente

Na Teoria de Portfólios de Markowitz, uma fronteira eficiente é composta pelas opções de carteira que garantem um máximo retorno, dado um específico nível de risco. Entretanto, apesar do VaR e do CVaR configurarem medidas de risco, sua metodologia não abrange a utilização de fronteiras eficientes.

Considerando que é possível definir valores de VaR e CVaR para ativos independentes, então uma carteira composta por n ativos diferentes terá o seu VaR e CVaR calculados de acordo com a formação ponderada de cada ativo n nesta carteira. Logo, a possibilidade de criação de carteiras tem infinitas formações, bastando para isso somente a mudança da participação de cada ativo nessa carteira. Conseqüentemente, cada carteira terá um VaR e CVaR relacionados ao próprio retorno esperado, de forma a criar um gráfico risco *versus* retorno. Assim, de maneira similar à Teoria de Portfólios de Markowitz, pode-se definir uma fronteira eficiente para a metodologia VaR e CVaR.

Uma medida interessante para definir os melhores portfólios do VaR e CVaR é o *Risk Adjusted Return on Capital* (RAROC), que compara o retorno esperado de um ativo em relação à possibilidade de perda proporcionada por ele. Como o índice RAROC analisa riscos na mesma grandeza monetária, define-se como uma medida adimensional. Esta medida é apresentada em Marrison (2002) como a medida que baliza os gerentes de fundos de aplicações em relação ao prêmio ou bônus a pagar para um funcionário. Por exemplo, um funcionário que indicou a aplicação em um ativo que rendeu R\$ 10 milhões com VaR (95%) de R\$ 5 milhões, deve ser agraciado com um bônus maior que outro funcionário que indicou a aplicação em um ativo que rendeu R\$ 30 milhões com VaR (95%) de R\$ 20 milhões, pois no primeiro caso o índice RAROC é 2, enquanto no segundo caso é 1,5. Ou seja, nesta avaliação, é valorizado o ativo com maior retorno em relação ao seu risco de

perda. Pode-se utilizar o VaR ou CVaR como medida de risco, conforme as Fórmulas 5.12 e 5.13.

$$RAROC = \frac{\text{retorno}}{VaR} \quad (5.12)$$

$$RAROC = \frac{\text{retorno}}{CVaR} \quad (5.13)$$

Utilizando o índice RAROC como referência comparativa entre diferentes portfólios, uma fronteira eficiente pode ser formada com os melhores índices RAROC para cada valor de VaR ou CVaR. Porém esses valores devem ser sempre relacionados ao mesmo nível de confiança, pois caso contrário a definição da fronteira eficiente não representará necessariamente os melhores resultados do ponto de vista do RAROC.

Diferentemente da fronteira eficiente delineada na Teoria de Portfólios de Markowitz, a fronteira eficiente do VaR e CVaR não são necessariamente convexas. A forma da fronteira eficiente não seguirá comportamento definido, visto que o VaR e CVaR são medidas baseadas em pontos da distribuição de probabilidade, que por sua vez também pode ter comportamentos diversos. Uma análise do comportamento desse índice para a formação de fronteiras eficientes é demonstrada em Oliveira et al. (2006b).

Neste trabalho o índice RAROC será utilizado para formar as fronteiras eficientes nas metodologias VaR e CVaR, de maneira a possibilitar a comparação entre as fronteiras eficientes de todas as técnicas de gerenciamento de risco, conforme será elucidado no Capítulo 6.

5.8 Conclusão

As diversas técnicas de gerenciamento de risco de mercado apresentadas neste capítulo se aplicam ao problema de comercialização de energia elétrica, avaliando-se que cada contrato pode ser considerado um ativo financeiro com lucro esperado e risco

associado. A Teoria de Portfólios de Markowitz indica que o risco de um conjunto de ativos e derivativos é menor do que a soma dos riscos de cada um dos seus componentes, apontando a diversificação como estratégia básica de gerenciamento de risco.

Na formulação de sua teoria, Markowitz considera a variância como medida de risco. No entanto, a variância é uma medida bilateral que mede a dispersão em torno da média, mas não quantifica o risco de perda. Alternativamente existem outras medidas de risco, como o “valor sob risco” (VaR), que considera a máxima perda esperada para um dado nível de confiança, e o “valor esperado sob risco” (CVaR), que considera a média das perdas esperadas além do nível de confiança.

A teoria de Markowitz estabelece a existência de um portfólio ótimo (máximo retorno) para cada nível de risco (“fronteira eficiente”) e estabelece que, existindo um ativo sem risco, existirá um único portfólio ótimo (“portfólio de mercado”). Este portfólio será aquele no qual a reta que parte do ativo sem risco tangencia a “fronteira eficiente”. A partir da identificação do portfólio de mercado, Sharpe (1964) estabelece um modelo de precificação de ativos de risco (CAPM). Tal modelo estabelece uma relação entre a carteira de ativos de um investidor com o mercado, de maneira a permitir uma comparação do desempenho de sua carteira com os movimentos do mercado.

A utilização do índice RAROC para a formação de fronteiras eficientes para o VaR e CVaR mostra-se uma ferramenta flexível e útil para a comparação das técnicas de gerenciamento de risco, além de balizar o decisor em relação às inúmeras possibilidades de formação de carteira.

As técnicas de Monte Carlo não são utilizadas para a geração de cenários de preço de curto prazo de energia elétrica devido à característica hidrotérmica do sistema brasileiro, que tem por objetivo minimizar o custo de geração de energia elétrica e tem como base de dados as afluências históricas do sistema. Outra justificativa é a existência de um programa oficial para a otimização energética utilizado pelo ONS, que gera como subproduto os possíveis cenários de PLD.



CAPÍTULO

6

METODOLOGIA PROPOSTA

Este capítulo apresenta a metodologia desenvolvida para a análise integrada de risco de carteiras de contratos de comercialização de energia elétrica, considerando a técnica da Teoria de Portfólios de Markowitz, o método CAPM, o método Value-at-Risk e o método Conditional Value-at-Risk. Os contratos derivativos são utilizados como instrumentos de hedge e precificados de acordo com a metodologia desenvolvida anteriormente.

6.1 Metodologia Proposta

O modelo proposto neste trabalho se baseia na integração das técnicas de gerenciamento de risco detalhadas no capítulo anterior, de maneira a comparar as fronteiras eficientes de cada uma, e formar assim um mapa de risco e retorno mais completo ao decisor. Tal gerenciamento de risco por parte do agente comercializador tem como objetivo a redução da sua exposição em relação ao risco de mercado, utilizando para isso uma carteira com diversos tipos de contratos. A metodologia sugerida neste trabalho é uma contribuição em relação ao trabalho proposto por Arfux (2004), o qual baseia-se exclusivamente no gerenciamento de risco através da Teoria de Portfólios de Markowitz.

Desta forma, os efeitos de diversificação de riscos através da utilização de diferentes contratos serão mensurados e analisados em cada metodologia de gerenciamento de risco apresentada no Capítulo 5. Para a Teoria de Portfólios de Markowitz, esse efeito é verificado quando as aplicações são realizadas de forma distribuída entre os ativos com correlação negativa. Ou seja, a perda em um determinado ativo pode ser compensada com lucro em outro, se estes estão correlacionados negativamente (ARFUX, 2004). A metodologia CAPM percebe os efeitos da diversificação quando compara-se o portfólio escolhido pelo decisor com o portfólio de mercado. Entretanto, segundo Fama et al. (2004), é possível avaliar a influência de um único ativo na composição do *beta* da carteira selecionada.

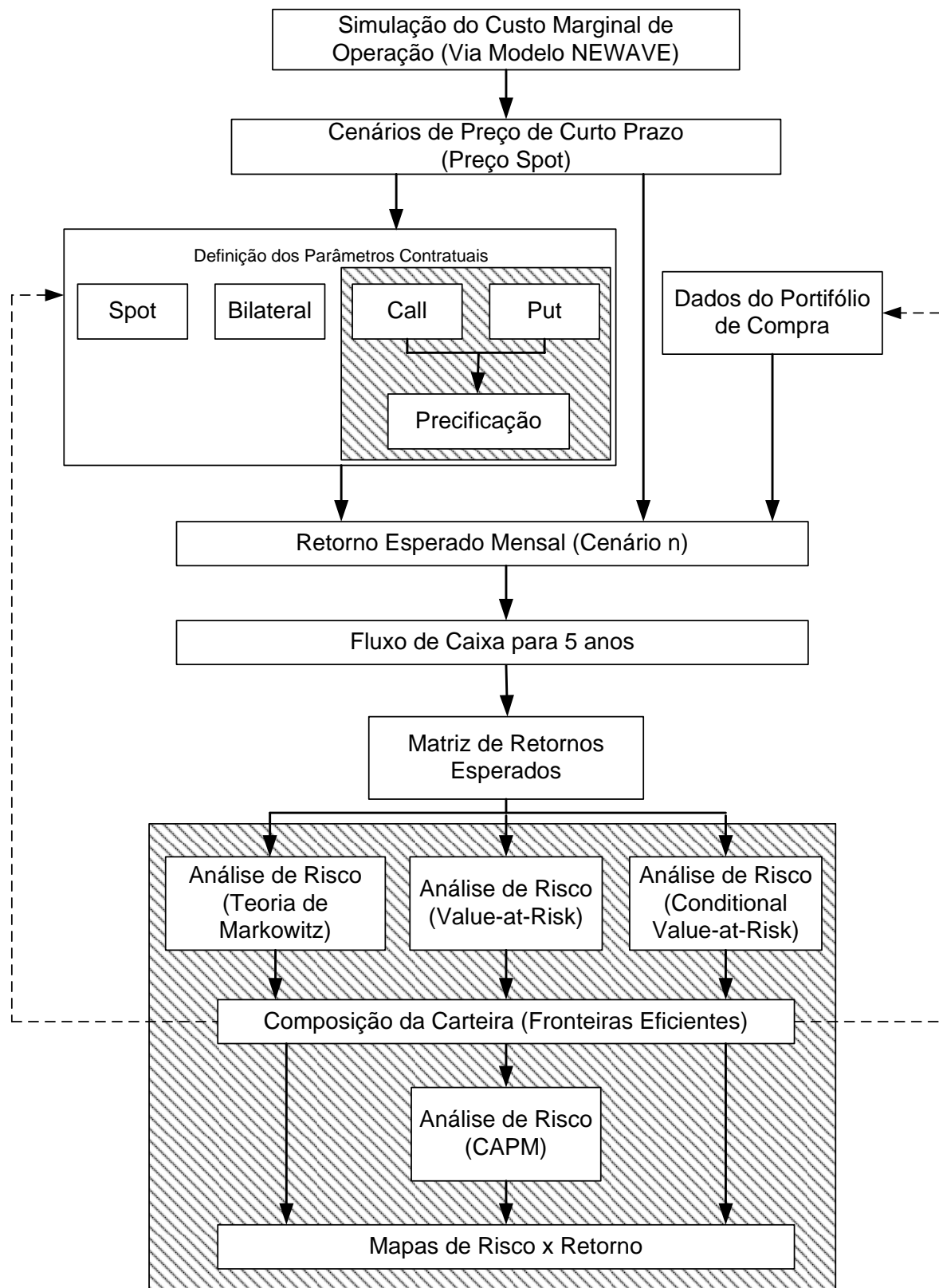
Em contrapartida, para as metodologias VaR e CVaR, a diversificação do risco é observada em relação aos valores absolutos de cada medida de risco e os demais portfólios, considerando as várias possibilidades de formação da carteira de contratos.

As otimizações em relação ao VaR e CVaR podem ser observadas na definição das fronteiras eficientes, de maneira similar à aplicada por Arfux (2004) para a Teoria de Portfólios de Markowitz. Já a utilização do método CAPM tem como objetivo somente sinalizar o decisor em relação ao portfólio mercado, e deixando a encargo do mesmo a alavancagem de outras posições considerando somente o índice *beta*.

Segundo Pilipovic (1998), alguns fatores influenciam o desempenho da carteira de contratos de energia elétrica quais sejam: o preço de curto prazo, o preço do contrato bilateral, o preço de exercício e o prêmio das opções, e a própria composição da carteira. O objetivo da metodologia é encontrar uma carteira que proporcione o maior retorno esperado para determinado nível de risco que o investidor esteja disposto a aceitar em cada técnica de gerenciamento de risco, ou seja, que represente o perfil de aversão ao risco do decisor nas diferentes maneiras de mensurar o risco de mercado. As formas usualmente utilizadas para análise de risco empregam a matriz de retorno esperado como subsídio para determinar a solução mais adequada ao investidor.

Nesse trabalho as técnicas apresentadas no Capítulo 5 são aplicadas a um fluxo de caixa de uma empresa comercializadora de energia elétrica, representado por uma matriz de retornos esperados, considerando um portfólio fixo de compra e um portfólio variável de venda. As técnicas de gerenciamento de risco buscarão otimizar o portfólio de venda, considerando as possibilidades de transações comerciais disponíveis. A metodologia proposta é similar à desenvolvida em Arfux (2004), porém agrega adicionalmente as técnicas de VaR, CVaR e CAPM, além de utilizar uma metodologia para a precificação dos contratos de opção. Um esquemático da metodologia está apresentado na Figura 6.1. As áreas hachuradas correspondem às contribuições deste trabalho para o problema de comercialização de energia elétrica, constituindo-se um diferencial em relação à metodologia proposta por Arfux (2004).

Toda a metodologia proposta foi implementada com o uso do programa *MatLab*, que é caracterizado por ser um ambiente de programação de propósito geral adequado à problemas científicos.

**Figura 6.1** Etapas da metodologia proposta.

6.2 Cenários de Preço de Curto Prazo

Como explicado anteriormente, o preço de curto prazo é definido semanalmente pela CCEE, com base nas simulações de operação geradas pelo programa NEWAVE. Mas devido ao extenso horizonte de simulação aqui proposto (5 anos), os preços serão definidos mensalmente. Esta discretização mensal é reflexo da saída de dados do programa NEWAVE, o qual remete preços mensais para simulações consideradas de longo prazo.

Neste trabalho o modelo NEWAVE foi utilizado para gerar uma previsão dos cenários de preço de curto prazo para o horizonte de cinco anos, baseado no histórico de afliências de 1931 até 2001. Foi considerado o patamar de carga leve e o submercado analisado foi o Sul. Foram utilizados pisos de 18,59 R\$/MWh e um teto de 432,00 R\$/MWh (ARFUX, 2004). Apesar de que o preço na carga média sinaliza de maneira mais realista a previsão dos preços médios de PLD, nesse trabalho foram utilizados dados da carga leve devido à conveniência (disponibilização imediata dos dados) e devido à necessidade de comparação e validação dos resultados com o trabalho desenvolvido por Arfux (2004).

A matriz de cenários de preço de curto prazo apresenta as seguintes dimensões:

	Mês 1	Mês 2	Mês 3	...	Mês m
Cenário 1	$S_{t\ 1,1}$	$S_{t\ 1,2}$	$S_{t\ 1,3}$...	$S_{t\ 1,m}$
Cenário 2	$S_{t\ 2,1}$...	$S_{t\ 2,3}$...	$S_{t\ 2,m}$
Cenário 3	$S_{t\ 3,1}$	$S_{t\ 3,2}$	$S_{t\ 3,m}$
...
Cenário c	$S_{t\ c,1}$	$S_{t\ c,2}$	$S_{t\ c,3}$...	$S_{t\ c,m}$

Tabela 6.1 Estrutura da matriz de preços de curto prazo (ARFUX, 2004).

Onde:

c Número de cenários de preço de curto prazo.

m Número de meses do horizonte de tempo analisado.

S_t Preço de curto prazo esperado.

Dado que o histórico utilizado pelo modelo NEWAVE é de setenta anos e o horizonte de tempo analisado de cinco anos, com base mensal, a matriz de preços de curto prazo é de 70×60 , ou seja, c é igual a 70 e m é igual a 60. Somente foram consideradas as séries históricas de afluência para a obtenção da matriz de preços, não considerando assim a possibilidade de utilização de séries sintéticas.

6.3 Definição dos Parâmetros Contratuais

Os parâmetros contratuais são as variáveis que o agente comercializador pode alterar para realizar a análise de sensibilidade, de maneira a apoiar a tomada de decisão em relação à composição da carteira de contratos energéticos. No modelo aqui apresentado, os parâmetros que devem ser previamente definidos são:

6.3.1 Montante Energético

O montante de energia elétrica a ser negociado pelo comercializador varia de acordo com a composição de seu portfólio de compra, que por sua vez varia de acordo com as oportunidades de negócio que o comercializador consegue captar. Baseado no conceito de agente comercializador definido no Capítulo 3, o agente vende a mesma quantidade de energia que compra, considerando sempre nulo o balanço contratual final. Neste trabalho as simulações consideram um montante de 1000 MW médios, ou seja, 1000 MW para cada hora de todo o mês de referência. De maneira simplificada, considera-se que cada mês contém 730 horas.

6.3.2 Preço Contrato Bilateral

O preço do contrato bilateral é uma variável de decisão muito importante para a análise de sensibilidade do desempenho da carteira, considerando que o principal propósito desta ferramenta é analisar a viabilidade de um determinado cenário de contratação. Ou seja, a partir de um preço ofertado por um comprador é possível realizar uma análise previa do retorno esperado para tal contrato (ARFUX, 2004).

6.3.3 Preço de Exercício e Prêmio da Opção Tipo *Call* e *Put*

O preço de exercício de um contrato de opção influencia diretamente o valor do prêmio, assim como na efetividade do contrato para mitigar riscos. Um contrato de opção somente é eficaz caso seu preço de exercício esteja adequado ao perfil do investidor em relação à volatilidade do preço da *commodity*. Conforme descrito no Capítulo 4, será utilizada a metodologia de árvore binomial recombinante para valorar o preço da opção. Entretanto alguns parâmetros foram modificados para adequação da metodologia às características do comportamento do preço no mercado de energia elétrica brasileiro. Os prêmios das opções de compra e venda foram determinados através de formulações distintas, e o preço de exercício compõe e influencia em grau elevado estas fórmulas.

6.3.4 Taxa de Atualização

A taxa de atualização reflete o valor do dinheiro no tempo e é necessária para uniformizar o fluxo de caixa em uma mesma data específica. Dessa forma é possível comparar valores futuros com valores presentes através do desconto da taxa de atualização dos valores futuros previstos. Normalmente esta taxa reflete a inflação projetada para o futuro, ou é calculada baseada em dados históricos.

Weston e Brigham (1993), definem o valor presente de um fluxo de caixa vencido em n anos no futuro como a quantia que, se estivesse em mãos hoje, aumentaria a ponto de se igualar à quantia futura. O valor típico da taxa de atualização utilizada neste trabalho foi de 1% ao mês, que resulta em 12,8% de taxa efetiva de juros ao ano (HIRSCHFELD, 2000). A taxa de juros será aplicada ao fluxo de caixa de uma empresa de comercialização

de energia elétrica, a fim de comparar as possibilidades de venda de energia frente aos diversos cenários e em relação à carteira de aquisição de energia.

6.3.5 Nível de Confiança

Para a utilização do VaR e do CVaR, é preciso definir o nível de confiança c , no qual a metodologia irá relacionar o percentil correspondente na função distribuição dos retornos esperados do fluxo de caixa, e assim quantificar o valor da medida de risco. Para uma adequada análise dessas ferramentas de risco, Jorion (1997) orienta a utilização de valores acima de 95%. Neste trabalho serão comparados os níveis de confiança de 95%, 97% e 99%.

6.3.6 Mínimo Retorno

A metodologia CAPM tem como objetivo definir o portfólio de mercado, e para isso tem como ferramenta a modelagem da “reta de mercado” (*market line*). Conforme demonstrado no Capítulo 5, essa reta se origina no eixo y (eixo dos retornos esperados) no valor definido como mínimo retorno. Este número é quantificado pela taxa de retorno livre de risco, o que na prática dos mercados financeiros, reflete a remuneração disponibilizada por títulos do governo norte-americano. Neste trabalho, conforme orientação de Hull (2000), essa taxa será considerada 6% ao ano. No Brasil normalmente o índice considerado como taxa de mínimo retorno é a taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC), entretanto esse valor já considera a inflação do período. Atualmente a taxa SELIC está no patamar de 14,75%.

6.4 Portfólio de Compra

A essência do negócio de um agente comercializador de energia elétrica é maximizar o lucro entre transações comerciais de compra e venda, através do mais diversos mecanismos financeiros. Portanto a estratégia de aquisição de contratos de energia elétrica reflete diretamente no desempenho da carteira, e os valores dos contratos devem ser considerados na análise de sensibilidade de táticas comerciais.

Neste trabalho o custo do portfólio de compra será composto de duas parcelas que serão somadas, as quais refletem as características de um contrato bilateral conforme a Fórmula 6.1, e um contrato bilateral flexível conforme a Fórmula 6.2. O contrato flexível remete adicionalmente uma parcela percentual em relação ao preço *spot* do referido mês (Arfux, 2004). Apesar das múltiplas possibilidades de comercialização entre agentes no mercado brasileiro, neste trabalho não serão avaliadas as transações entre submercados, de maneira a considerar somente um preço *spot* para cada mês. Uma análise sobre risco entre submercados e o efeito da volatilidade sobre o portfólio de compra pode ser encontrada em Arfux (2004), juntamente com uma análise da aplicação da Teoria de Portfólio de Markowitz ao problema de comercialização de energia elétrica no Brasil.

A utilização de contratos a termo flexíveis em mercados de EE é proposta por Bjorgan e al. (2000), dado que deve ser especificado um *range* com máximo e mínimo montante de energia a ser consumido em determinado intervalo de tempo, ao invés de um montante definido de maneira estática ao longo do tempo. Ou seja, o contrato permite flexibilidade na entrega de energia sob o período de vigência. Palamarchuk (2003) também utiliza contratos flexíveis no modelamento de mercados competitivos no setor elétrico.

$$C = P_{bil} \cdot Q \cdot 730 \quad (6.1)$$

$$C_{i,j} = (P_{bil} + x \cdot P_{spot_{i,j}}) \cdot Q \cdot 730 \quad (6.2)$$

Onde:

C	Custo do contrato no referido mês.
i	Mês analisado.
j	Cenário analisado.
P_{bil}	Preço do contrato bilateral (MWh).
P_{spot}	Preço spot da energia elétrica (MWh).
x	Percentual da parcela variável vinculada ao preço <i>spot</i> .
Q	Quantidade de energia transacionada no contrato.
730	Número de horas contidas em um mês comercial.

6.5 Portfólio de Venda

As informações do portfólio de compra balizam as determinações dos parâmetros contratuais dos contratos de venda, de maneira a maximizar o lucro considerando os movimentos do mercado. Um agente comercializador pode quantificar o lucro esperado nos contratos que firmou e expressá-lo sob a forma de uma matriz de retornos esperados. A maneira como estes lucros são quantificados não é trivial, pois, por se tratar de contratos de energia elétrica, os retornos podem alternar entre valores positivos e negativos no decorrer do período de análise. Logo, o problema apresenta a característica de um fluxo de caixa de natureza não convencional (ARFUX, 2004).

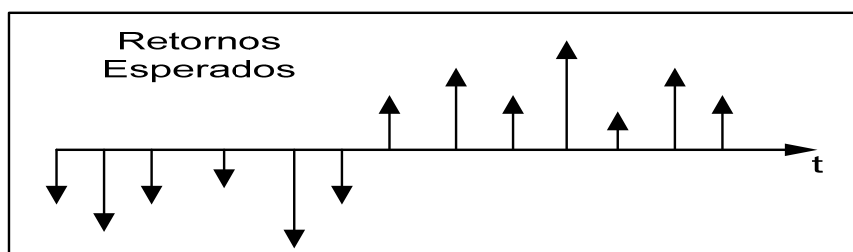


Figura 6.2 Fluxo de caixa Convencional (ARFUX, 2004).

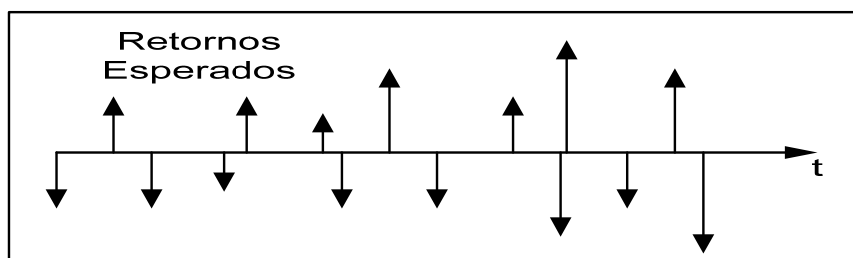


Figura 6.3 Fluxo de caixa Não Convencional (ARFUX, 2004).

Conforme Figuras 6.2 e 6.3, o fluxo não convencional se caracteriza por alternar entre resultados positivos e negativos ao longo do período de análise. Em contrapartida, o fluxo convencional é alterado somente uma vez.

A análise de fluxos de caixa não convencionais pode ser realizada pela Teoria de Portfólios de Markowitz, pelo VaR, pelo CVaR e pela metodologia CAPM. Entretanto, segundo Arfux (2004), a análise através de Markowitz pressupõe que a matriz de covariância dos retornos esperados deve ser positiva definida. Dessa forma, nesse trabalho foi utilizado o índice benefício/custo modelado por Arfux (2004) para contornar o problema disposto acima.

$$ind_ben_custo = \frac{Retorno_Esperado}{Custo} \quad (6.3)$$

Utilizando esta representação diferente do retorno esperado, os valores negativos do fluxo de caixa são eliminados e o cálculo da fronteira eficiente de Markowitz é realizado normalmente. No presente trabalho as possibilidades de contratos de venda de energia são representadas através de um contrato bilateral, assim como a venda direta ao CCEE, remunerada neste caso através do preço de curto prazo (*spot*). Também são considerados como possibilidade de composição de portfólio os contratos de opção, através de uma posição vendida de uma *Call* e uma posição comprada de uma *Put*. Os retornos desses instrumentos financeiros estão definidos no Capítulo 4.

Cada contrato tem seu retorno calculado como se o montante disponível para negociação fosse totalmente aplicado numa única modalidade contratual. Por exemplo, 100% contratação bilateral ou 100% contratação de venda de *Call*. Em todos os casos a matriz de retornos obtida terá como dimensão o número de cenários pelo número de meses em análise, ou seja, neste caso, 70 x 60 (ARFUX, 2004).

6.5.1 Precificação de Opções

Ponderando que o portfólio de venda agrega contratos derivativos do tipo opções, a precificação dos mesmos incide significativamente na determinação dos valores esperados, e conseqüentemente influencia os resultados das otimizações de cada técnica de gerenciamento de risco. Portanto, antes da montagem da matriz de retornos esperados, para os contratos tipo *Call* e *Put*, o módulo de precificação analisa a matriz de entrada de preços *spot* e cria uma árvore binomial recombinante, de maneira a alimentar as fórmulas de precificação definidas no Capítulo 4. Posteriormente os preços de cada opção são definidos, considerando o tipo e data de exercício.

Devido à necessidade de um mercado que garanta a liquidez diária para contratos derivativos, o que corresponde a um mercado de energia elétrica extremamente desenvolvido e, conseqüentemente, muito avançado para o caso brasileiro, os contratos de opção são considerados europeus, e não americanos. Ou seja, para cada mês do horizonte

de estudo existe um contrato com data de exercício para o próprio mês. Outro motivo para a utilização de opções européias, é a complexidade de desenvolvimento de um método de precificação de opções americanas adequado ao setor elétrico brasileiro.

Em Arfux (2004), os contratos de opções foram avaliados de maneira empírica de acordo com a definição: “o prêmio de um contrato de opção equivale a 1% do produto entre o volume de energia contratada e o preço de exercício.” Contudo a metodologia de precificação proposta neste trabalho sinalizou que para diversas distribuições de preços, o valor do prêmio variou bastante, muitas vezes acima de 1% e muitas vezes abaixo deste valor. A determinação do prêmio é influenciada por diversos fatores, todos apresentados detalhadamente no Capítulo 4, e que, dependendo da transação comercial e dos aspectos das distribuições probabilísticas em questão, influenciam de maneira diferentemente o preço da opção.

6.6 Matriz de Retornos Esperados

O fluxo de caixa delineado pela matriz de retornos de cada contrato, dispondo mensalmente os lucros ou as perdas para cada cenário em um horizonte de cinco anos, pode ser simplificado em um vetor que representará o retorno esperado para cada cenário. Analiticamente, estes contratos podem ser dispostos de forma matricial, conforme a Fórmula 6.4.

$$retorno_{i,k} = \sum_{i=1}^m \frac{retorno_{i,j}}{(taxa\ de\ atualizacao)^i} \quad (6.4)$$

Onde:

i	Número de meses do horizonte de tempo em análise.
j	Número de cenários.
k	Tipo de contrato.
$retorno$	Retorno esperado.

Cada coluna dessa matriz apresenta as informações dos retornos esperados para cada cenário de preço *spot*, ou seja, dado que ocorra o cenário *c* de preços, estes são os retornos esperados para cada tipo de contrato. Essa matriz fornece as informações necessárias para o módulo de análises de risco (ARFUX, 2004). O resultado final dessa etapa é uma matriz do tipo ilustrado na Tabela 6.2.

Para a definição do retorno esperado de uma carteira com múltiplos ativos, deve-se somente multiplicar ponderadamente o retorno esperado de cada ativo e somar, de maneira que as parcelas de cada ativo sejam complementares e constituam 100% do portfólio.

	100% Bilateral	100% <i>Spot</i>	100% <i>Call</i>	100% <i>Put</i>
Cenário 1	$ret_spot_{1,1}$	$ret_bil_{1,2}$	$ret_call_{1,3}$	$ret_put_{1,m}$
Cenário 2	$ret_spot_{2,1}$	$ret_bil_{2,2}$	$ret_call_{2,3}$	$ret_put_{2,m}$
Cenário 3	$ret_spot_{3,1}$	$ret_bil_{3,2}$	$ret_call_{3,3}$	$ret_put_{3,m}$
...
Cenário <i>c</i>	$ret_spot_{c,1}$	$ret_bil_{c,2}$	$ret_call_{c,3}$	$ret_put_{c,m}$

Tabela 6.2 Matriz de retornos esperados (ARFUX, 2004).

6.7 Análises de Risco

O módulo de análise de risco é dividido por técnica de gerenciamento de risco, que calcula separadamente cada fronteira eficiente, ou seja, para a Teoria de Portfólios de Markowitz, para o VaR e para o CVaR. Nesta etapa são realizadas combinações das quatro formas de contratação com percentuais variáveis, de maneira a analisar o maior número de combinações possível. Contudo, para determinado nível de risco existe uma combinação que fornece o maior retorno.

Posteriormente, a metodologia reintegra os dados das fronteiras eficientes para cada técnica separadamente, dispondo assim todas as soluções ótimas em cada gráfico de

risco e retorno, de forma a demonstrar que a otimalidade é diferente para cada técnica. Finalmente, a carteira de mercado é disposta através do procedimento CAPM, com o intuito de localizar as possíveis carteiras em relação aos movimentos do mercado. Mas a disposição em relação ao mercado é definida através da aplicação da Fórmula de Sharpe (Fórmula 5.7), somente após a composição do portfólio ser definida pelo investidor.

O processo também dispõe graficamente a região viável do portfólio, que contém todas as combinações possíveis de investimento para uma carteira com múltiplos ativos. O modelo ainda tem como resultado vetores de risco e vetores de retorno, que descrevem a fronteira eficiente para cada técnica de gerenciamento de risco, juntamente com uma matriz de distribuição de percentuais que devem ser aplicados a cada tipo de contrato, para que determinado ponto da fronteira eficiente possa ser montado pelo decisor.

6.8 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de apoio à tomada de decisão proposta para um agente comercializador que almeje obter *hedging* de suas posições de compra, e que também objetive maximizar o lucro das suas negociações, monitorando e gerenciando o risco de mercado ao qual está exposto. Portanto, um dos objetivos dessa metodologia é apresentar a composição ótima do portfólio para determinado nível de risco que o agente esteja disposto a aceitar, baseando-se em possíveis cenários de preço e contratação. A comparação de cada técnica em diversos mapas de risco contempla o escopo principal da metodologia, que é balizar o decisor com diversas medidas de risco de mercado em relação às possibilidades de comercialização da energia elétrica adquirida.

Diversos cenários de contratação podem ser gerados, a fim de sensibilizar o decisor em relação às infinitas possibilidades de contratação. As variáveis de controle da análise de sensibilidade são os parâmetros definidos no item 6.3.

Com esta metodologia, um agente comercializador poderá definir, para um determinado portfólio de compra os seguintes quesitos:

-
- um portfólio de contratos de venda de energia elétrica otimizado para cada metodologia de risco, com visualização da participação correspondente de contratos bilaterais, de opções e de curto prazo na composição do mesmo;
 - um portfólio de contratos de venda de energia elétrica condizente com o seu capital econômico;
 - uma relação entre o portfólio encontrado e o mercado no qual os ativos que compõem sua carteira estão inseridos;
 - fronteiras eficientes de pares (risco e retorno) para as metodologias de gerenciamento de risco para análise de sensibilidade do portfólio;
 - uma relação entre as fronteiras eficientes de cada metodologia, de forma adequar o portfólio escolhido ao seu perfil de aversão ao risco.



CAPÍTULO

7

RESULTADOS OBTIDOS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta em um caso de comercialização no mercado brasileiro de energia elétrica. Análises de sensibilidade são realizados com o intuito de balizar o decisor em relação às ferramentas de gerenciamento de risco.

7.1 Introdução

Para a avaliação da metodologia apresentada, vários cenários de contratação e venda de energia elétrica são aplicados a um agente comercializador. Uma análise de desempenho dos níveis de confiança do VaR e CVaR também é realizada, de maneira a balizar o decisor em relação aos resultados obtidos.

Conforme apresentado no Capítulo 6, alguns parâmetros contratuais devem ser previamente definidos para que estas metodologias de gerenciamento de risco possam ser implementadas, e os mesmos serão apresentados juntamente com o resultado das simulações. Para efeito de análise de sensibilidade, alguns desses parâmetros serão alterados no decorrer das simulações.

7.2 Pressupostos Considerados

O estudo de caso foi realizado com valores de preços de curto prazo semelhantes aos utilizados em Arfux (2004), e o comportamento médio mensal é apresentado na Figura 7.1. A média total da previsão do Custo Marginal de Operação para o horizonte de estudo de cinco anos foi de aproximadamente R\$ 40/MWh. Este valor é utilizado como referência para a definição dos parâmetros de todos os contratos, tanto de compra como de venda.

Dessa forma, as premissas para as simulações são as que seguem:

- o portfólio de compra é composto de dois contratos de 500MW médios. Um contrato a termo convencional e um contrato bilateral do tipo flexível;
- o portfólio de venda apresenta quatro possibilidades de contratação: Contrato bilateral, *spot*, compra de *Call* e venda de *Put*. A soma da participação dessas possibilidades no portfólio de venda deve ser igual ao contrato de compra, ou seja, 1000MW médios.

- as fronteiras eficientes são constituídas de no máximo 50 pontos, de acordo com os pontos encontrados acima do retorno nulo;
- a previsão de preços e as análises de contratação são realizadas para o submercado Sul e para a carga leve.

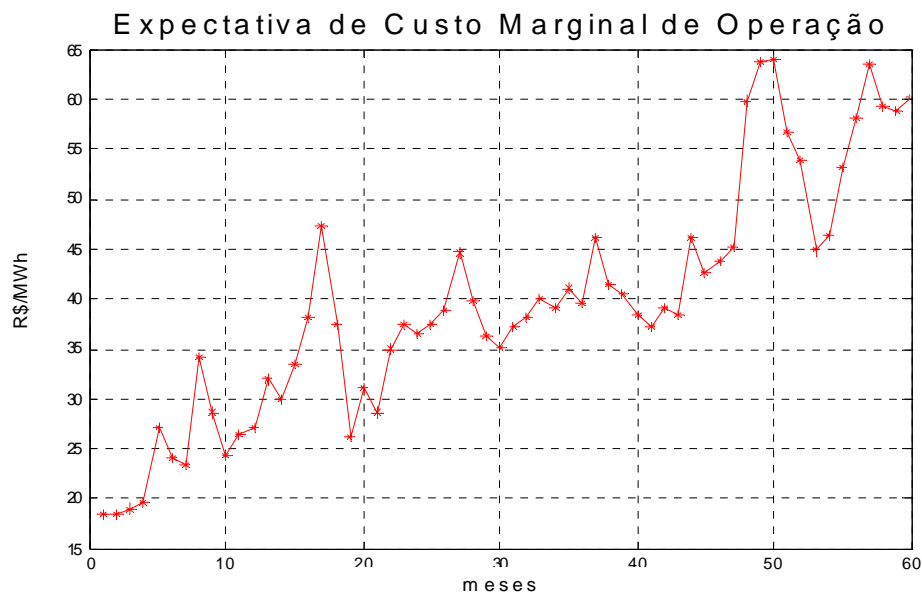


Figura 7.1 Expectativa de Custo marginal de Operação (ARFUX, 2004).

7.3 Primeiro Caso

A primeira simulação tem como objetivo comparar os resultados obtidos por Arfux et al. (2004b), quando os autores utilizaram um portfólio de compra composto por um contrato bilateral a um preço de 25,00 R\$/MWh e um contrato flexível com preço fixo de 20,00 R\$/MWh acrescido de uma parcela variável de 50% do Custo Marginal de Operação. Os preços especificados para o portfólio de venda são de 40,00 R\$/MWh para contratação bilateral e 40,00 R\$/MWh para o preço de exercício dos contratos *Call* e *Put*. O nível de confiança utilizado nesse caso para o VaR e CVaR é de 97%.

Portfólio de Compra			Portfólio de Venda		
Bilateral	Flexível		Bilateral	Call	Put
25,00 R\$/MWh	20,00 R\$/MWh	50%	40,00 R\$/MWh	40,00 R\$/MWh	40,00 R\$/MWh

Tabela 7.1 Dados do primeiro caso.

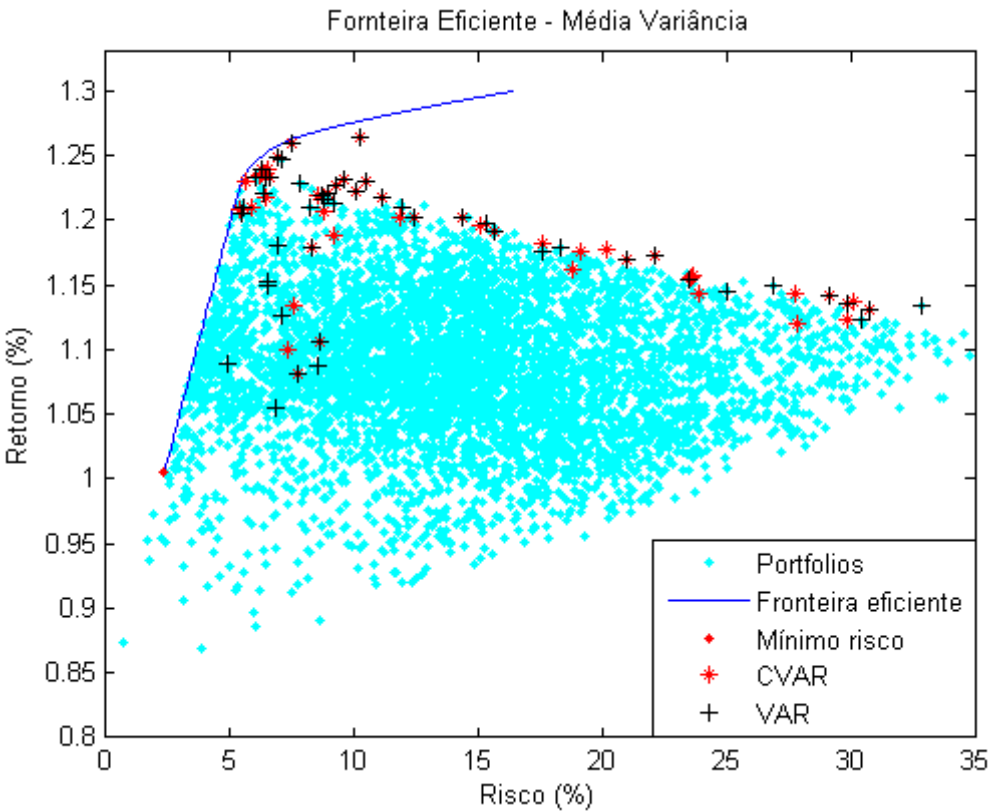


Figura 7.2 Gerenciamento de riscos por Markowitz (primeiro caso).

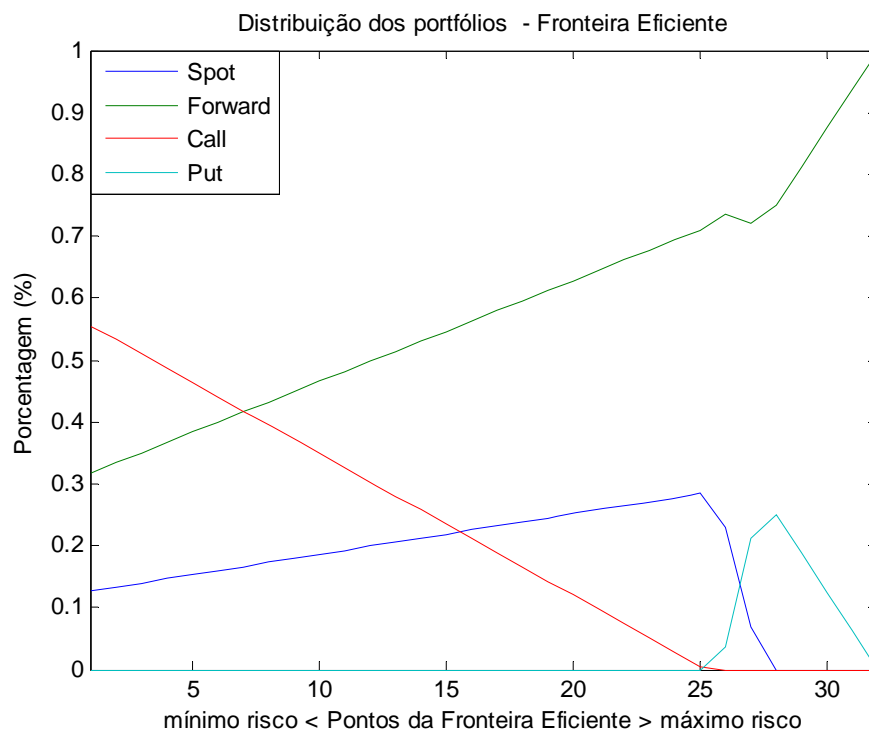


Figura 7.3 Composição da fronteira eficiente de Markowitz (primeiro caso).

Uma comparação preliminar da metodologia proposta neste trabalho com o desenvolvido por Arfux (2004) mostra um resultado diferente para o módulo de gerenciamento de risco através da Teoria de Portfólios de Markowitz, conforme era previsto devido às modificações na precificação dos contratos de opção. Pois enquanto naquele trabalho foi considerado que o preço de um contrato de opção equivale a 1% do produto entre o volume de energia contratada e o preço de exercício, neste trabalho a precificação de opções segue o modelo proposto no Capítulo 4.

Entretanto uma tendência similar pode ser verificada na disposição dos contratos na formação da fronteira eficiente. Os valores de retorno esperado mantiveram-se similares, entretanto a variância e a covariância entre os contratos aumentaram, refletindo no aumento do risco das carteiras ilustradas na Figura 7.2.

A visualização para comparação de fronteiras eficientes também está disposta na Figura 7.2, e permite verificar que nem sempre uma solução ótima para Markowitz também é ótima para o VaR e o CVaR, pois poucos pontos da fronteira eficiente da metodologia da média variância ficam próximos às fronteiras eficientes do VaR e CVaR.

Cada ponto mostrado nos diagramas de risco *versus* retorno de cada metodologia de gerenciamento de riscos (por exemplo, as Figuras 7.2, 7.4, 7.6 e 7.8), representa portfólios distintos. Estes portfólios são compostos de parcelas complementares de contratos de venda de energia elétrica. Neste trabalho são definidas quatro possibilidades: venda no mercado *spot*, venda via contratos a termo, venda de um contrato de opção tipo *Call* e compra de um contrato de opção tipo *Put*. As figuras de distribuição de portfólio (por exemplo, as Figuras 7.3, 7.5 e 7.7), representam a composição dos portfólios que compõem a fronteira eficiente, isto de acordo com a metodologia abordada em cada caso. Por exemplo, uma carteira com 5% de risco e 14% de retorno (de acordo com a Teoria de Portfólios de Markowitz), pertencente à fronteira eficiente, será composta de 15,6% de venda no curto prazo; 39,3% de contrato a termo; 45,1% de contrato tipo *Call* e 0,0% de contrato tipo *Put*, conforme a Figura 7.3.

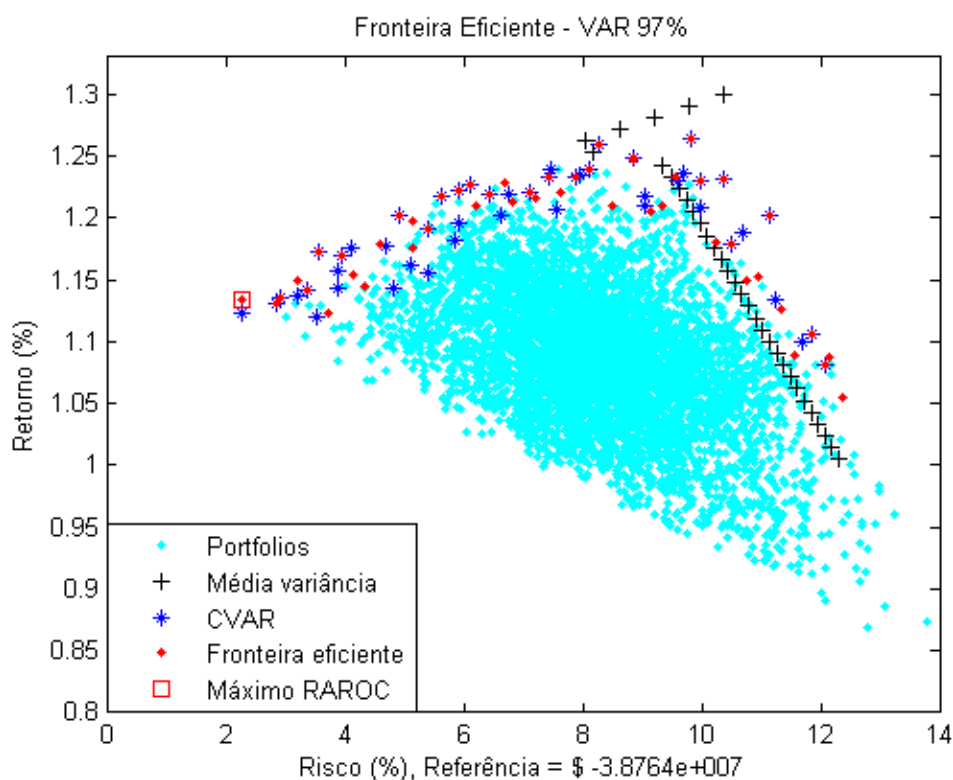


Figura 7.4 Gerenciamento de riscos por VaR (primeiro caso).

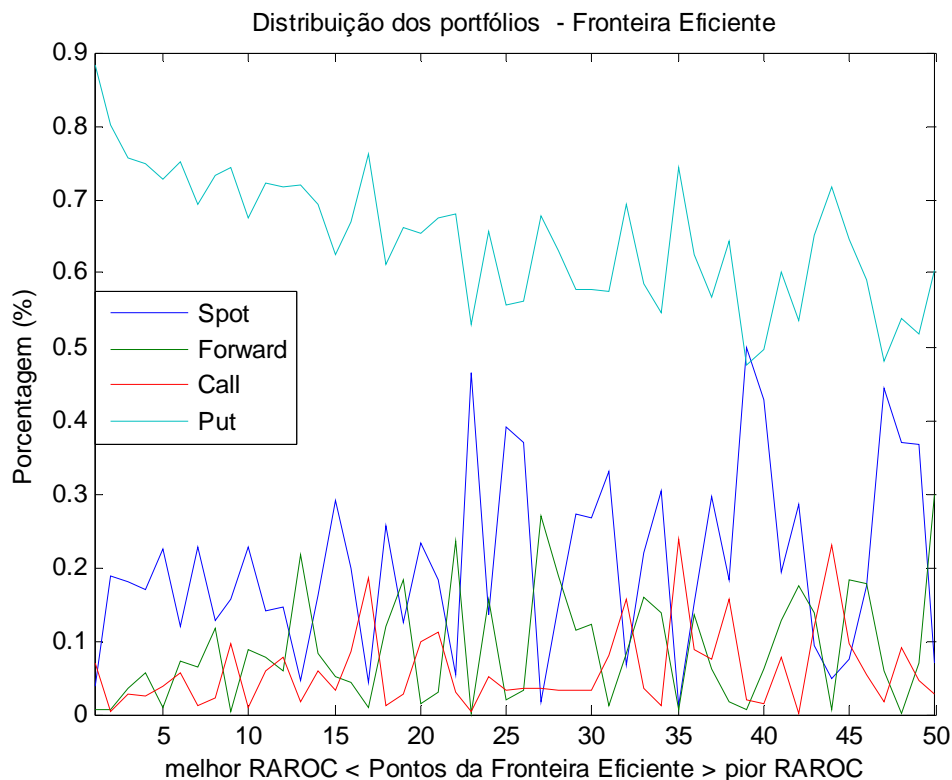


Figura 7.5 Composição da fronteira eficiente do VaR (primeiro caso).

Comparando-se a composição das fronteiras eficientes de Markowitz e VaR nas Figura 7.3 e 7.5, fica demonstrada a não linearidade da segunda metodologia de gerenciamento de riscos, e percebe-se que uma carteira qualquer pode ter o índice VaR próximo da fronteira eficiente, independentemente de sua formação em relação aos portfólios pertencentes a essa carteira. Contudo é necessária a visualização da simulação para verificar onde tal portfólio está disposto no diagrama risco *versus* retorno. No caso de Markowitz, uma carteira com formação semelhante a um portfólio pertencente à fronteira eficiente situa-se próximo da fronteira no diagrama risco *versus* retorno.

Na Figura 7.4 percebe-se que a fronteira eficiente de Markowitz fica próxima das fronteiras eficientes do VaR e do CVaR em alguns pontos, provando que é possível encontrar soluções que sejam ótimas para todas as medidas de risco. Entretanto nem sempre essas soluções refletem o perfil do decisor em relação ao risco. Dessa forma, justifica-se a necessidade da definição de preferência do decisor frente às metodologias de risco disponibilizadas, para que uma possível melhoria em relação às outras metodologias postas em segundo plano possa ser verificada através de simulações adicionais. Ou seja,

deve-se buscar o portfólio ótimo em apenas uma metodologia, e analisando todos os diagramas de pares é possível se obter outro portfólio quase ótimo para a metodologia preferencial, mas que tenha desempenho melhor nas outras metodologias.

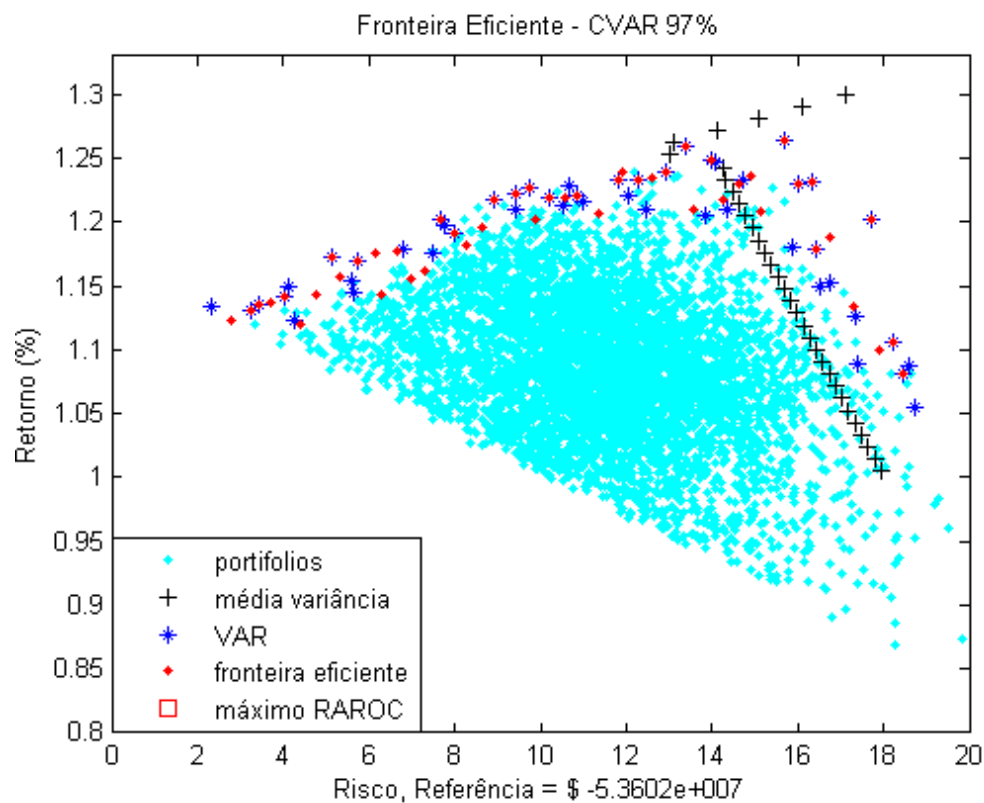


Figura 7.6 Gerenciamento de riscos por CVaR (primeiro caso).

A similaridade das técnicas VaR e CVaR é observada nas simulações dispostas nas Figuras 7.4 e 7.6. Entretanto verifica-se uma diferença entre os valores absolutos de risco das metodologias. Tal diferença é justificada pelo tipo de análise estatística realizada por cada metodologia, pois enquanto o VaR mede o percentil, o CVaR calcula a média dos percentis acima do nível de confiança. As fronteiras eficientes se mostram próximas, mas devido à característica não linear desses métodos, não é possível estabelecer uma relação entre elas.

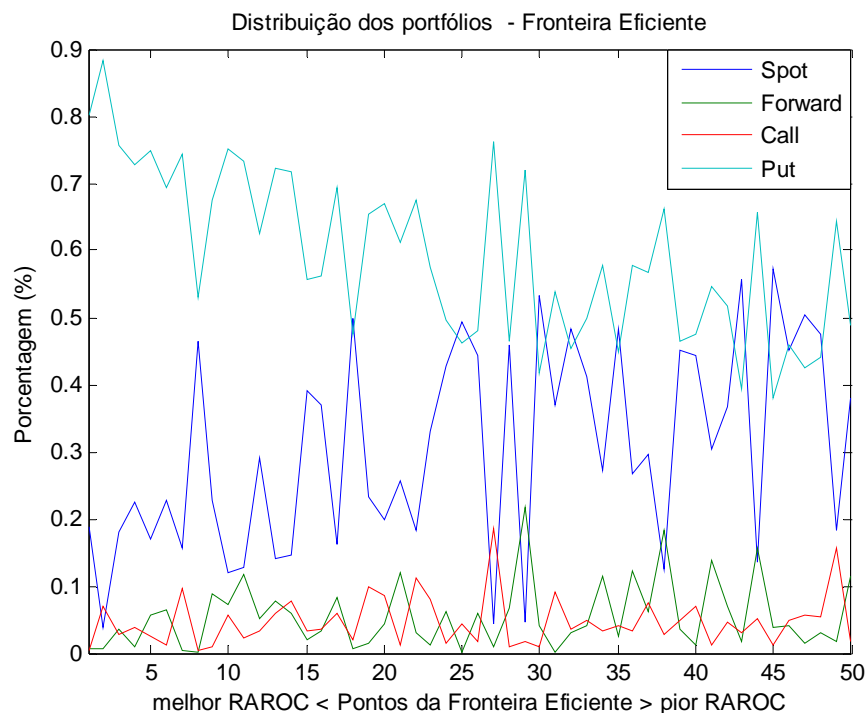


Figura 7.7 Composição da fronteira eficiente do CVaR (primeiro caso).

O capital econômico a ser mantido por um investidor é percebido facilmente na Figura 7.4, porém na Figura 7.6 é que ficam explícitos valores mais concisos em relação ao risco que o investidor está exposto. Logo, este valor (CVaR) deve ser considerado para análise de investimentos, enquanto o VaR deve ser considerado para adequar o capital econômico do decisor frente às necessidades regulatórias. As Figuras 7.5 e 7.7 demonstram que o VaR e CVaR são realmente medidas de risco diferentes apesar da metodologia similar, e que suas fronteiras eficientes mantêm relações muito fracas em sua formação, pois uma leve tendência é observada entre elas.

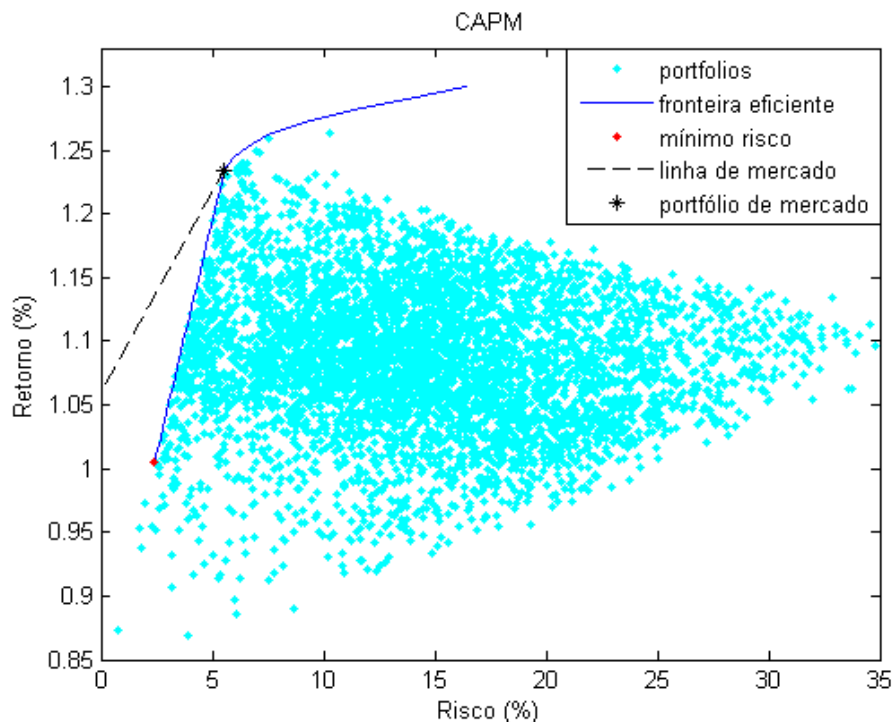


Figura 7.8 Gerenciamento de riscos por CAPM (primeiro caso).

Através da observação da Figura 7.8 é possível perceber a Linha de Mercado de Capitais (CML), e a definição da Carteira de Mercado (CM), seguindo a metodologia CAPM apresentada no Capítulo 5. Neste caso a CM tem retorno esperado de 23,35 % e é formada de 28,43 % de venda no mercado *spot*; 71,03% de contrato tipo bilateral e 0,54% de contrato tipo *Call*. O contrato tipo *Put* não faz parte da composição da carteira de mercado segundo o resultado da simulação apresentado. Com o retorno esperado da CM, é possível encontrar o *beta* de qualquer carteira e referenciá-la em relação ao mercado.

Por exemplo, para uma carteira participante da fronteira eficiente de Markowitz, com formação de 26,0 % de venda no mercado *spot*; 61,0 % de contrato tipo bilateral; 13,0 % de contrato tipo *Call* e 0,0% de contrato tipo *Put*, com retorno esperado de 32% e risco de 20%, o valor de *beta*, segundo a Fórmula 5.7 é 0,88. E conforme a metodologia CAPM, tal carteira é considerada conservadora, ou seja, para cada variação do mercado a carteira irá variar menos, tanto para valorização quanto para a desvalorização. Esse resultado é racional e prova a adequada implementação do modelo, pois como esse ponto está localizado na fronteira eficiente abaixo da carteira de mercado, o seu *beta* tem que ser menor que um (1), de acordo com a metodologia CAPM.

Assim como a relação entre as metodologias média variância, VaR e CVaR não garante a existência de uma solução ótima para todas elas, a metodologia CAPM também não se relaciona com as outras metodologias em questão de otimalidade global. Entretanto é possível que se encontre um portfólio ótimo global para todas as metodologias, seguindo os parâmetros ótimos definidos pelo decisor. Um breve resumo das simulações para o primeiro caso é encontrado na Tabela 7.2.

Nível de Confiança	Valor de Referência VaR (R\$)	Valor de Referência CVaR (R\$)	Retorno do Portfólio de Mercado (%)
97%	$-3,88.10^{+07}$	$-5,36.10^{+07}$	23,35

Tabela 7.2 Resultados da simulação do primeiro caso.

A utilização de diversas medidas de risco forma uma base de dados mais sólida ao decisor, de tal maneira que é possível cercar-se de vários instrumentos financeiros para adequar um portfólio ao perfil de um investidor. Entretanto, nem sempre uma solução ótima para todas as técnicas de gerenciamento de riscos será factível, de forma que o decisor, dentro da sua função utilidade, deve ponderar a influência de cada medida de risco na sua decisão de formação de carteira.

7.4 Segundo Caso

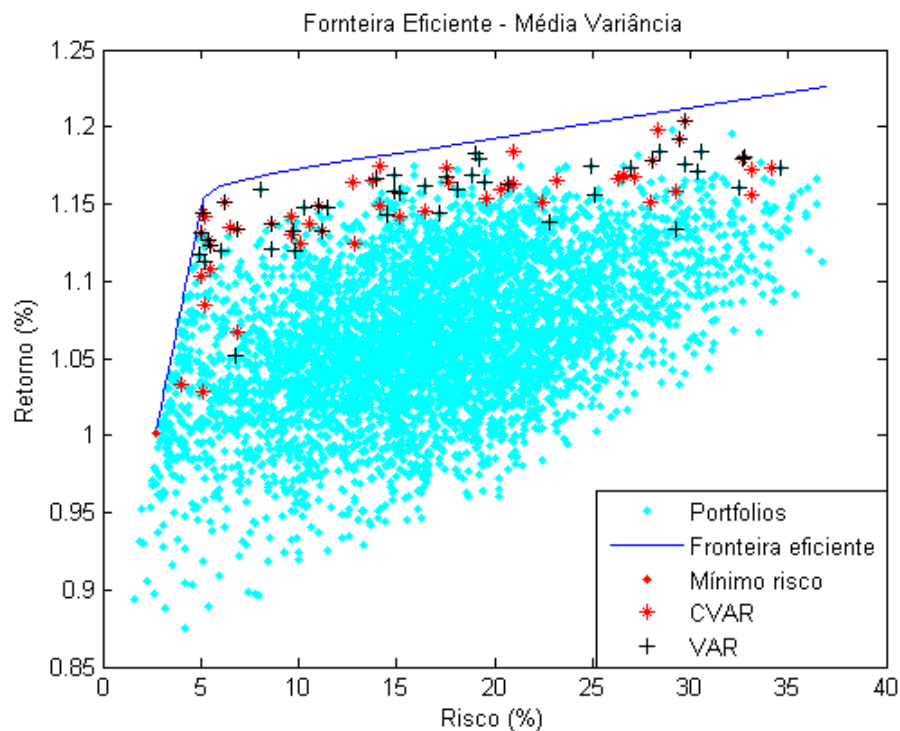
A segunda simulação tem como objetivo descrever uma análise de sensibilidade para os métodos VaR e CVaR, uma vez que o parâmetro nível de confiança influencia fortemente os resultados dessas metodologias. Para isso, os contratos de compra e venda serão fixados conforme a Tabela 7.3, e o nível de confiança variará nos níveis de 95%, 97% e 99%, conforme a indicação de Jorion (1998).

Portfólio de Compra			Portfólio de Venda		
Bilateral	Flexível		Bilateral	Call	Put
25,00 R\$/MWh	20,00 R\$/MWh	50%	35,00 R\$/MWh	40,00 R\$/MWh	30,00 R\$/MWh

Tabela 7.3 Dados do segundo caso.

7.4.1 Nível de confiança 95%

O primeiro nível de VaR e CVaR a ser simulado será o de 95%, e está disposto nas Figuras 7.9, 7.10, 7.11, 7.12, 7.13 e 7.14. Como os parâmetros dos contratos foram mudados, o resultado das simulações é diferente do primeiro caso. Entretanto as percepções entre as metodologias de gerenciamento de riscos são as mesmas.

**Figura 7.9** Gerenciamento de riscos por Markowitz (segundo caso – 95%).

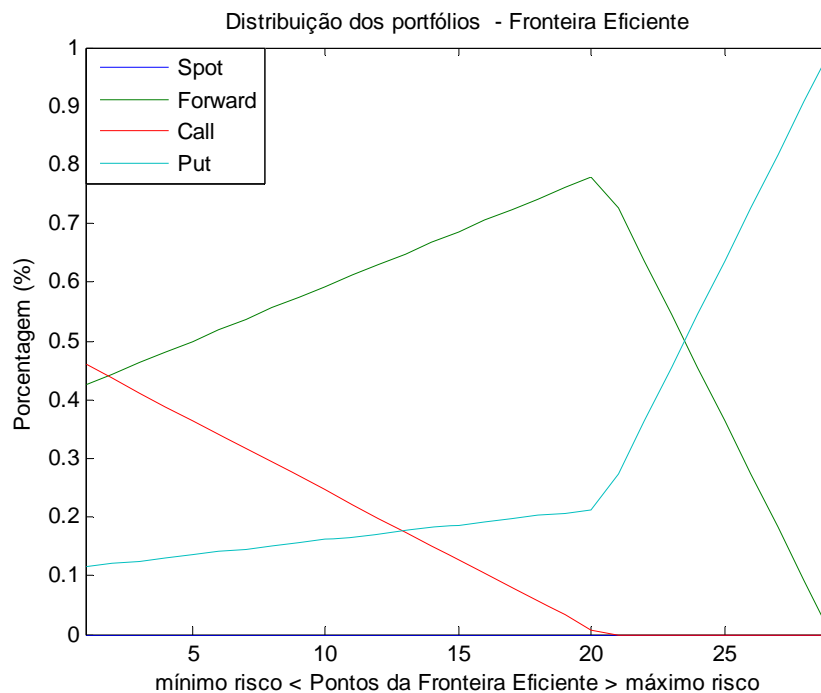


Figura 7.10 Composição da fronteira eficiente de Markowitz (segundo caso – 95%).

Nessa simulação, dado que somente o nível de confiança sofrerá variação, a fronteira eficiente de Markowitz será a mesma, para qualquer nível. Na Figura 7.10, pode-se observar que à medida que o risco aumenta, a participação do contrato a termo também aumenta. Entretanto a partir de 20% de risco, a atratividade desse contrato diminui, a ponto de ser substituído pelo contrato tipo *Put*. O contrato tipo *Call* perde sua atratividade à medida que o risco aumenta, e a venda no mercado *spot* é nula, pois os outros contratos nessa simulação têm um melhor desempenho em relação ao par risco e retorno.

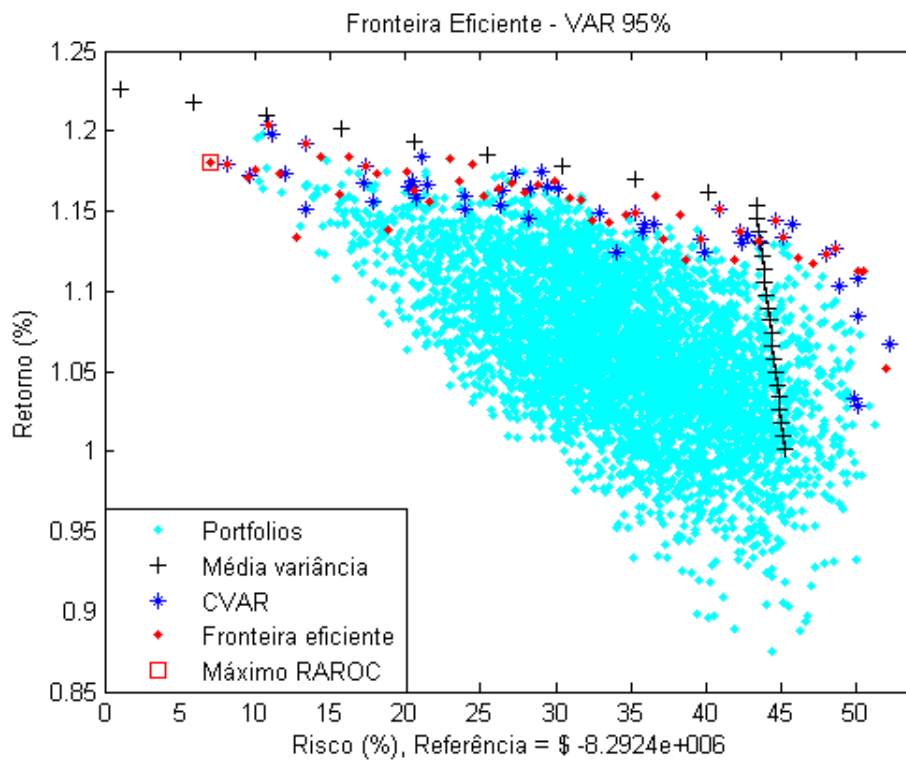


Figura 7.11 Gerenciamento de riscos por VaR (segundo caso – 95%).

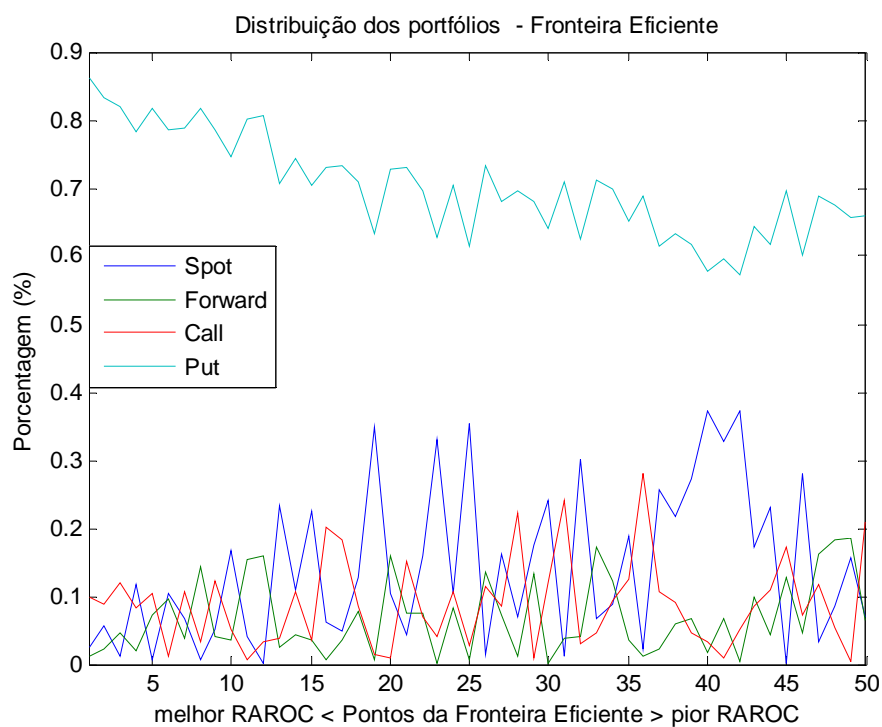


Figura 7.12 Composição da fronteira eficiente de VaR (segundo caso – 95%).

A disposição dos possíveis portfólios nas Figuras 7.11 e 7.13 são similares, entretanto pode-se observar que a concentração dos pontos é diferente. A simulação para a metodologia VaR é muito mais dispersa, e é justificada pela diferença de cálculo de risco entre o VaR e o CVaR.

Nível de Confiança	Valor de Referência VaR (R\$)	Valor de Referência CVaR (R\$)	Retorno do Portfólio de Mercado (%)
95%	$-8,29.10^{+06}$	$-1,00.10^{+07}$	15,36

Tabela 7.4 Resultados da simulação do segundo caso (95%).

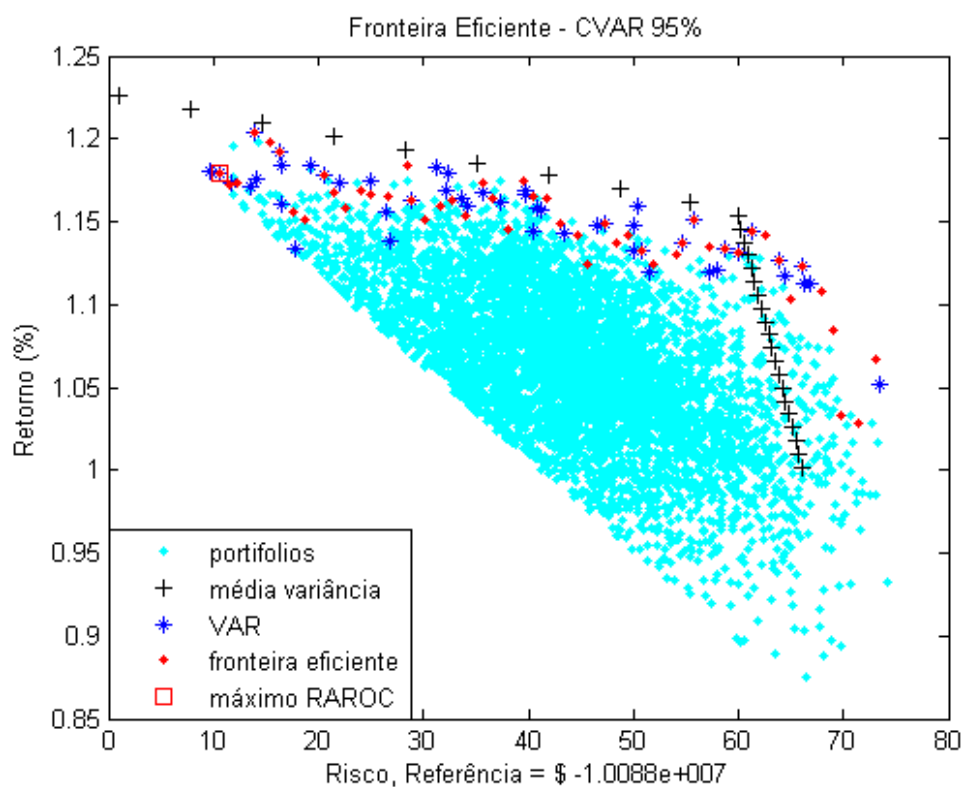


Figura 7.13 Gerenciamento de riscos por CVaR (segundo caso – 95%).

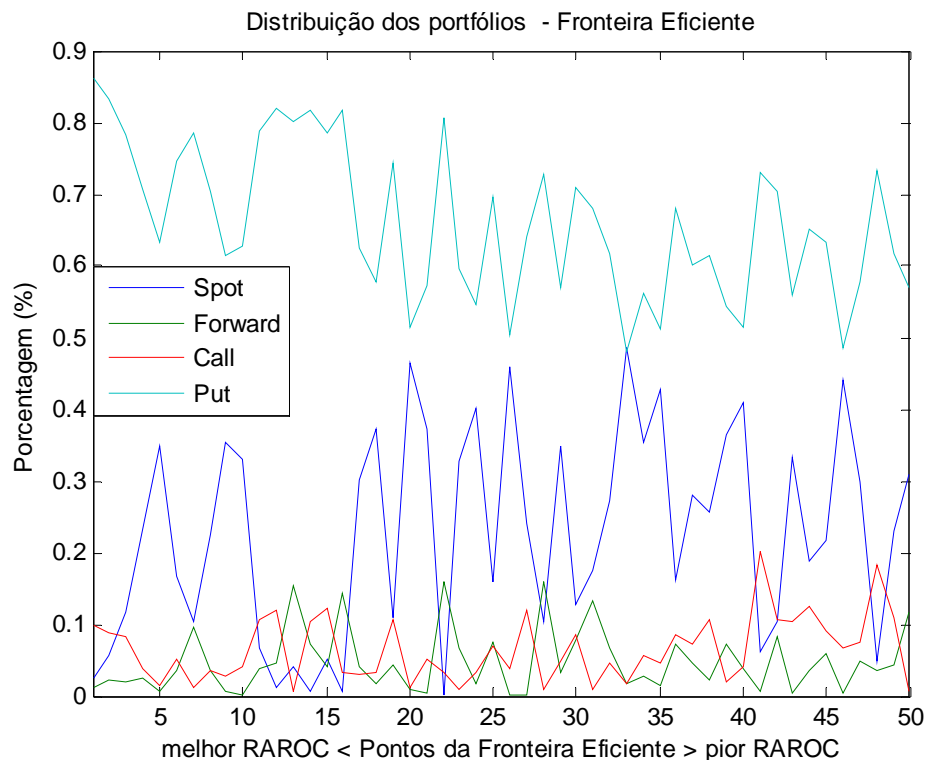


Figura 7.14 Composição da fronteira eficiente de CVaR (segundo caso – 95%).

Na simulação com nível de confiança 95%, os gráficos risco *versus* retorno mostram as fronteiras eficientes do VaR e CVaR claramente separadas, conforme verificado em Oliveira et al. (2006b). Isto é justificado através de uma simples análise da metodologia de cálculo de risco dessas duas medidas. Quando o nível de confiança é baixo (em torno de 95%), o VaR calcula o percentil para 95% e o CVaR calcula a média aritmética dos percentis até 100%. Portanto, é natural que exista essa discrepância nesse nível de confiança, que também é verificado na ordem de grandeza do valor absoluto dessas medidas, conforme a Tabela 7.4.

7.4.2 Nível de confiança 97%

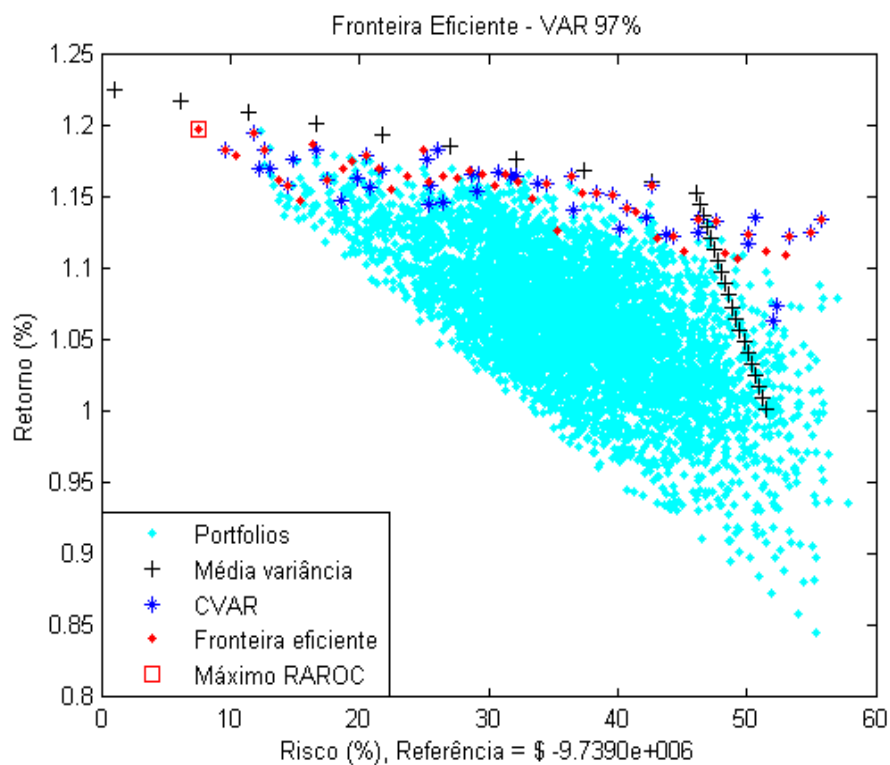


Figura 7.15 Gerenciamento de riscos por VaR (segundo caso – 97%).

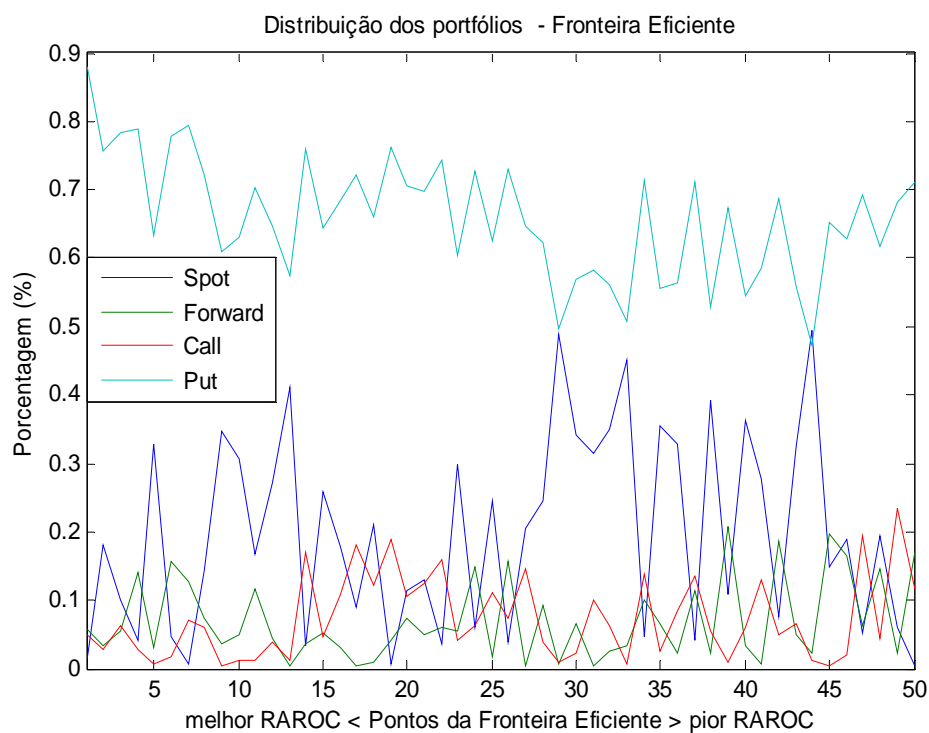


Figura 7.16 Composição da fronteira eficiente de VaR (segundo caso – 97 %).

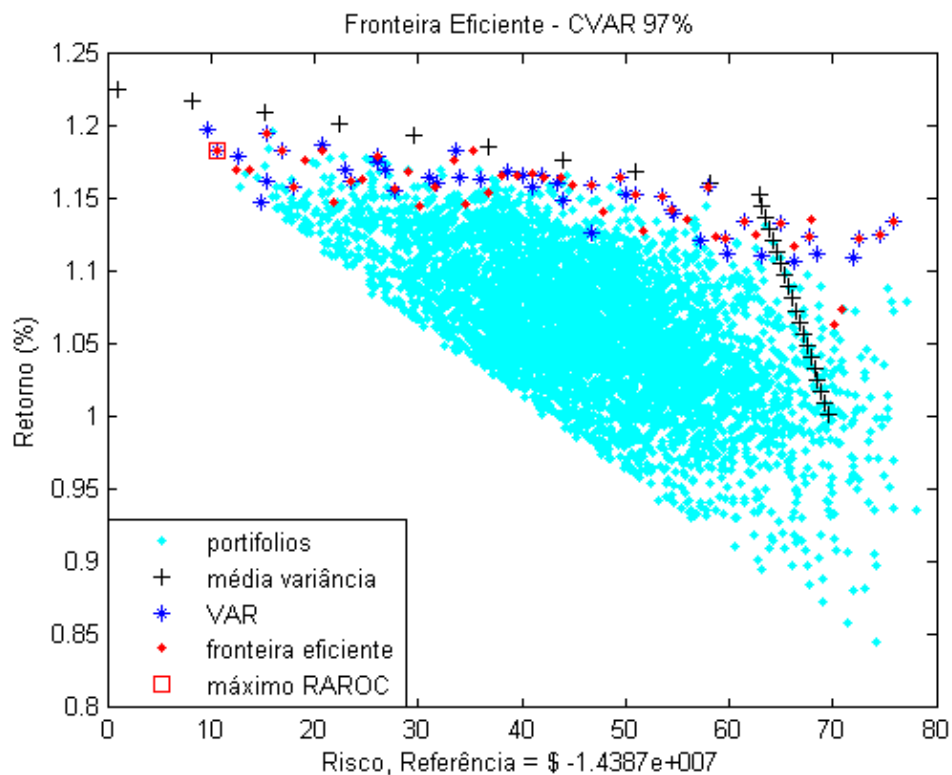


Figura 7.17 Gerenciamento de riscos por CVaR (segundo caso – 97%).

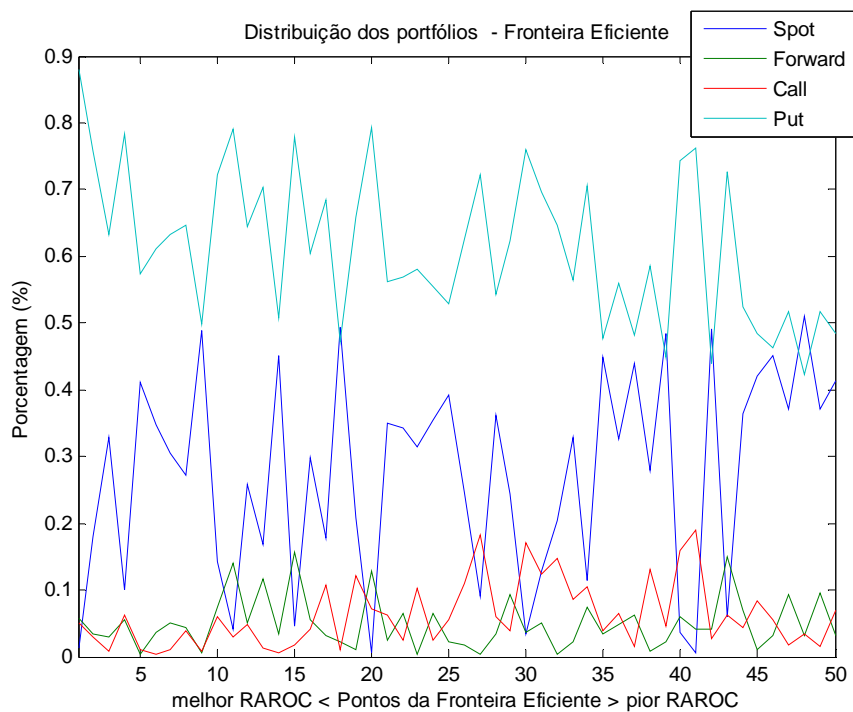


Figura 7.18 Composição da fronteira eficiente de CVaR (segundo caso – 97 %).

Nível de Confiança	Valor de Referência VaR (R\$)	Valor de Referência CVaR (R\$)	Retorno do Portfólio de Mercado (%)
97%	$-9,74.10^{+06}$	$-1,44.10^{+07}$	15,36

Tabela 7.5 Resultados da simulação do segundo caso (97%).

À medida que o nível de confiança aumenta de 95% para 97%, os valores de referência ilustrados nas Tabelas 7.4 e 7.5 aumentam, e se tornam cada vez mais próximos entre o VaR e CVaR. Alguns pontos das fronteiras eficientes começam a se sobrepor, dado que o intervalo para o cálculo do CVaR diminui, de tal maneira que em certo ponto o valor do CVaR se igualará ao valor do VaR.

7.4.3 Nível de confiança 99%

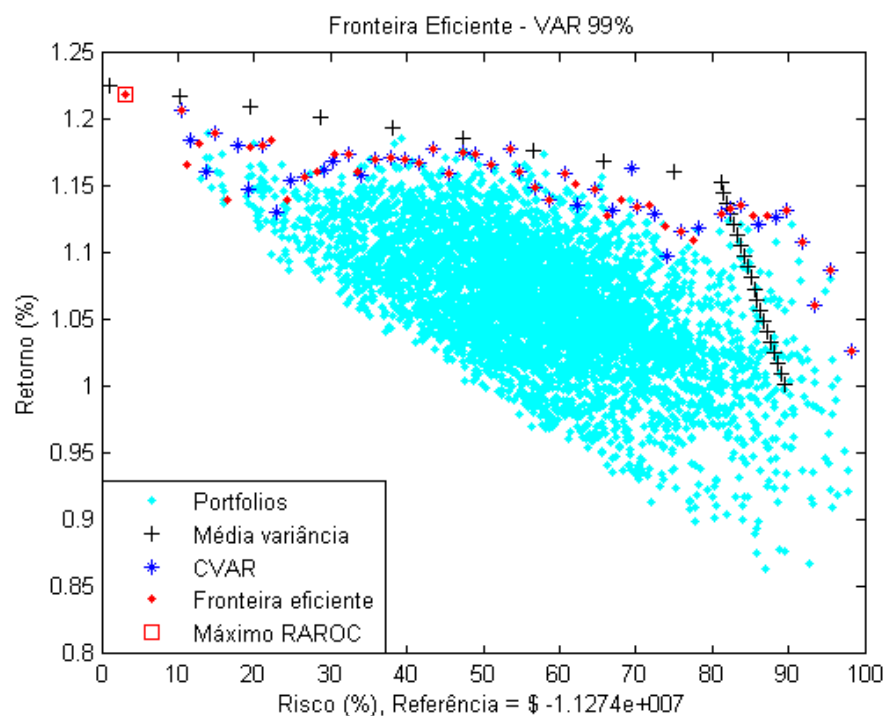


Figura 7.19 Gerenciamento de riscos por VaR (segundo caso – 99%).

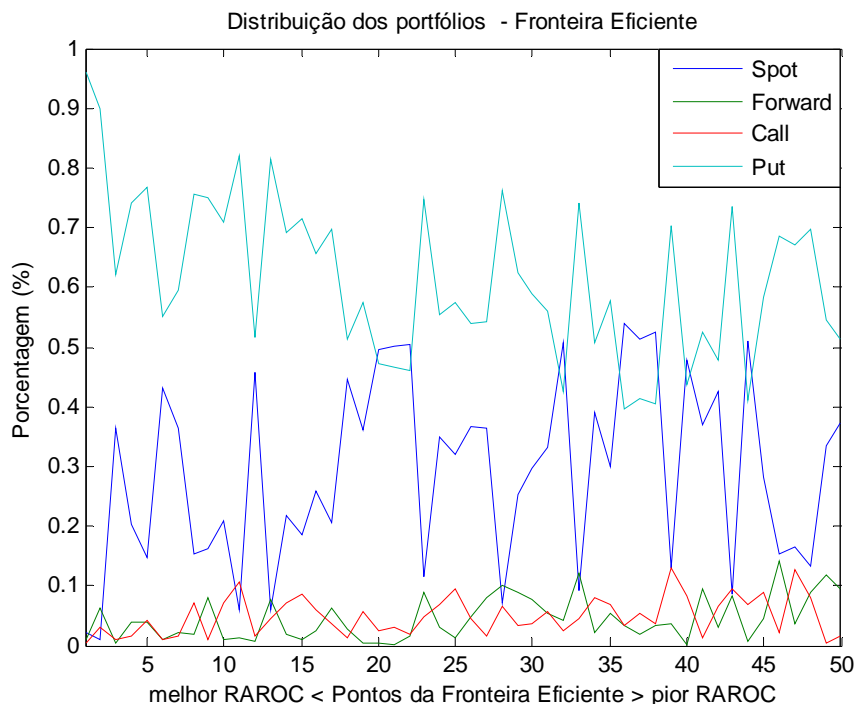


Figura 7.20 Composição da fronteira eficiente de VaR (segundo caso – 99 %).

Uma análise dos níveis de confiança indica que à medida que ela aumenta, menos vantagens se obtêm por utilizar o VaR e CVaR como medida de risco, pois os mesmos tendem a se unificar e sinalizar somente as características do VaR. A noção de perda do CVaR no caso com nível de confiança 99% fica distorcida para a utilização desta metodologia para avaliação de risco de mercado em mercados de energia elétrica. Neste nível as fronteiras eficientes também se sobrepõem praticamente em sua totalidade, se caracterizando como um dispêndio computacional desnecessário.

Nível de Confiança	Valor de Referência VaR (R\$)	Valor de Referência CVaR (R\$)	Retorno do Portfólio de Mercado (%)
99%	-1,13.10 ⁺⁰⁷	-1,15.10 ⁺⁰⁷	15,36

Tabela 7.6 Resultados da simulação do segundo caso (99%).

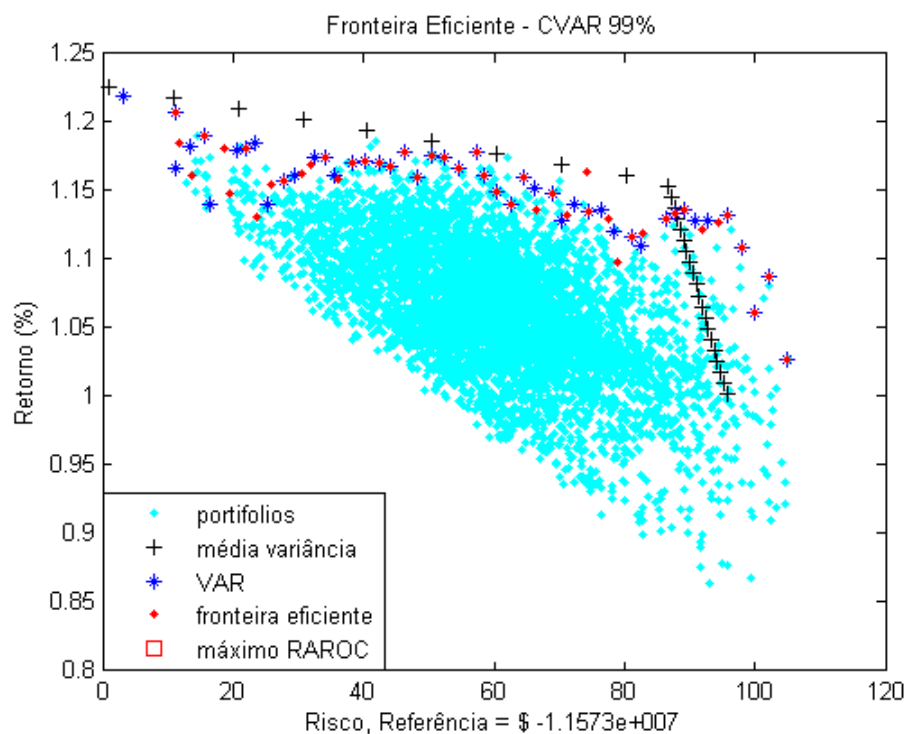


Figura 7.21 Gerenciamento de riscos por CVaR (segundo caso – 99%).

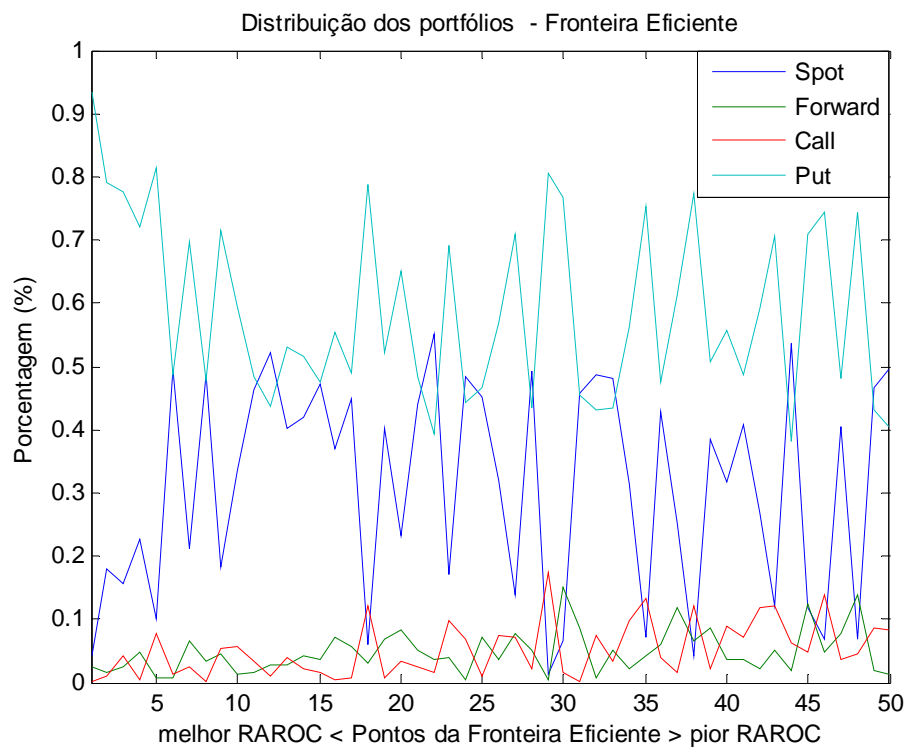


Figura 7.22 Composição da fronteira eficiente de VaR (segundo caso – 99 %).

7.5 Terceiro Caso

A terceira simulação tem como objetivo comparar as técnicas de gerenciamento de risco e enfatizar as vantagens e desvantagens de cada uma, e por fim, analisar os benefícios da utilização integrada destas metodologias. Para isso, o portfólio de compra será fixo e composto por um contrato bilateral a um preço de 25,00 R\$/MWh e um contrato flexível com preço fixo de 20,00 R\$/MWh acrescido de uma parcela variável de 50% do Custo Marginal de Operação. Além disso, o nível de confiança será variado, assim como os parâmetros dos contratos de venda, e serão dispostos em forma de tabela para cada simulação.

7.5.1 Baixo preço de venda

No contexto de baixo preço de venda, os parâmetros dos contratos de venda são definidos próximos dos valores de compra e abaixo da média de preços para o período de estudo, conforme ilustrado na Tabela 7.7. O nível de confiança nessa simulação será de 95%.

Portfólio de Compra			Portfólio de Venda		
Bilateral	Flexível		Bilateral	Call	Put
25,00 R\$/MWh	20,00 R\$/MWh	50%	30,00 R\$/MWh	25,00 R\$/MWh	25,00 R\$/MWh

Tabela 7.7 Dados do terceiro caso (baixo preço de venda).

Nível de Confiança	Valor de Referência VaR (R\$)	Valor de Referência CVaR (R\$)	Retorno do Portfólio de Mercado (%)
95%	-7,14.10 ⁺⁰⁷	-7,17.10 ⁺⁰⁷	20,91

Tabela 7.8 Resultados da simulação do segundo caso terceiro caso (baixo preço de venda).

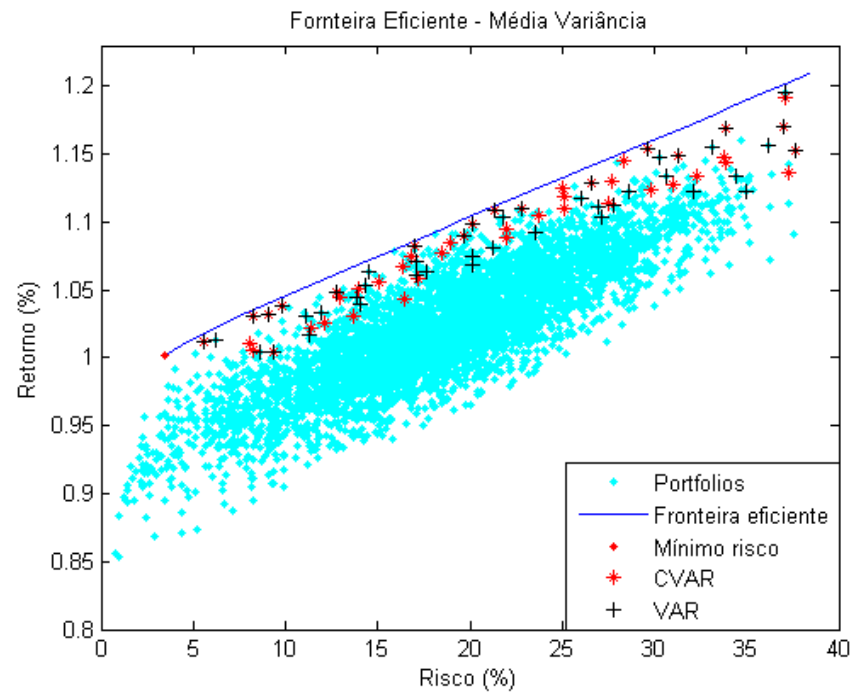


Figura 7.23 Gerenciamento de riscos por Markowitz (terceiro caso – baixo preço de venda).

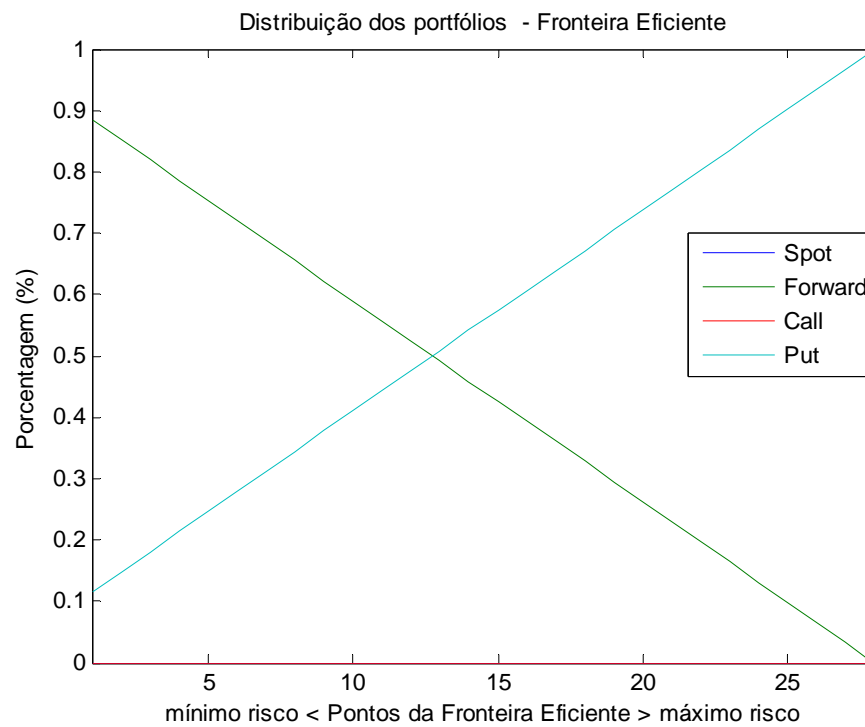


Figura 7.24 Composição da fronteira eficiente de Markowitz (terceiro caso – baixo preço de venda).

Nessa simulação a análise de risco através de Markowitz sinaliza um baixo retorno esperado e uma alta correlação entre os ativos, de maneira a construir uma fronteira eficiente praticamente retilínea. O arranjo dos portfólios na Figura 7.23 é extremamente atípica, e não demonstram a convexidade da fronteira eficiente.

A disposição da contribuição de cada contrato nos portfólios pertencentes à fronteira eficiente também é atípica (Figura 7.24), pois somente dois ativos são considerado atrativos. Este resultado é possível para simulações de Markowitz, e somente essa análise não sinaliza erro na formatação do problema.

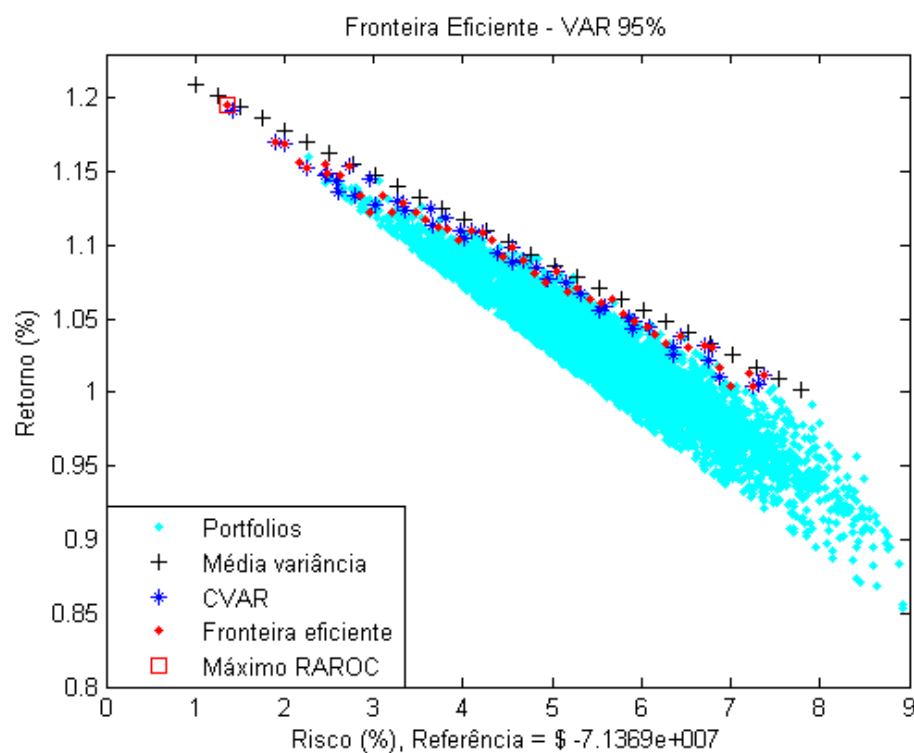


Figura 7.25 Gerenciamento de riscos por VaR (terceiro caso – baixo preço de venda).

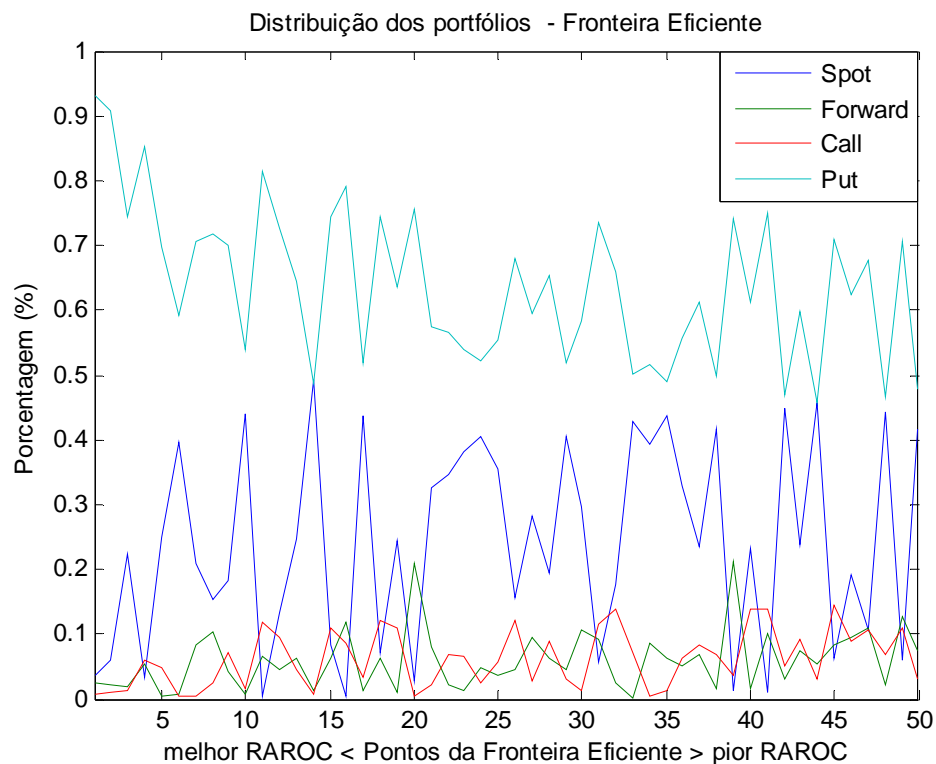


Figura 7.26 Composição da fronteira eficiente do VaR (terceiro caso – baixo preço de venda).

As metodologias VaR e CVaR indicam altos valores de risco, muito acima dos praticados nos exemplos anteriores, sinalizando portanto um aumento de grandeza nos cenários de perdas, o que já era esperado devido à desvalorização no preço dos contratos, conforme os parâmetros definidos anteriormente. O arranjo dos portfólios dispostos nas Figura 7.25 e 7.27 está muito concentrado, demonstrando que os valores de VaR e CVaR estão muito próximos dado a escala representada.

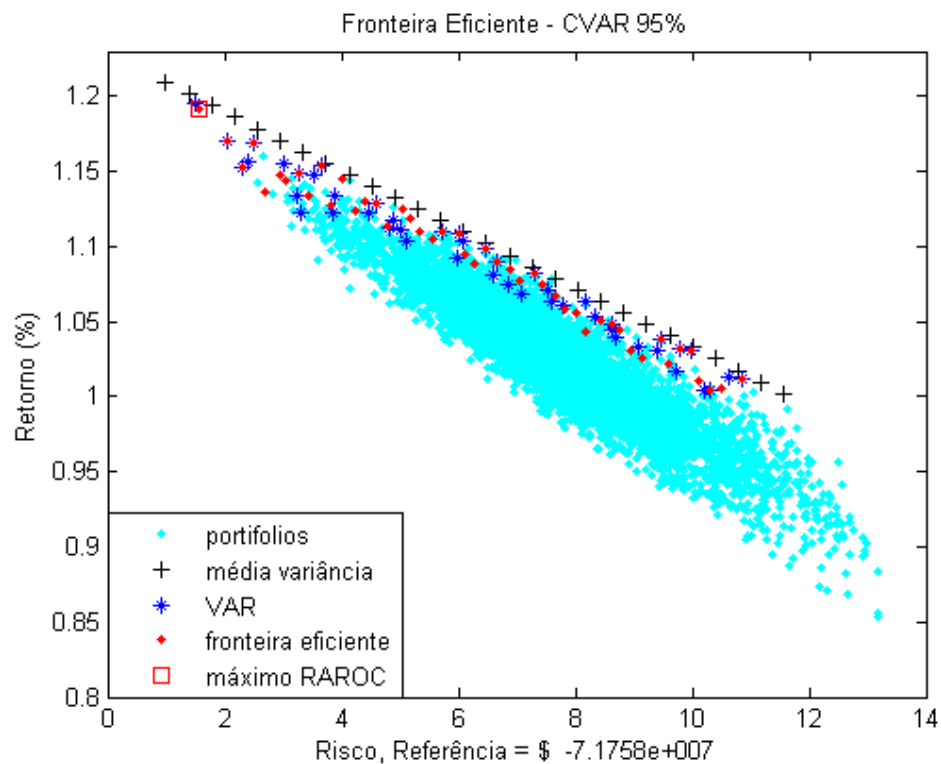


Figura 7.27 Gerenciamento de riscos por CVaR (terceiro caso – baixo preço de venda).

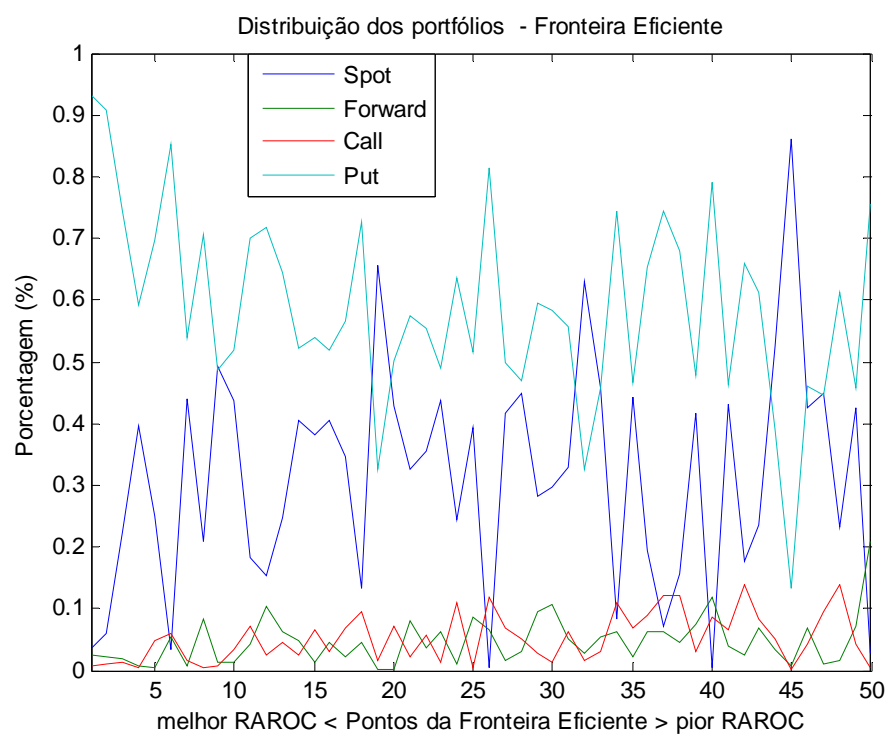


Figura 7.28 Composição da fronteira eficiente do CVaR (terceiro caso – baixo preço de venda).

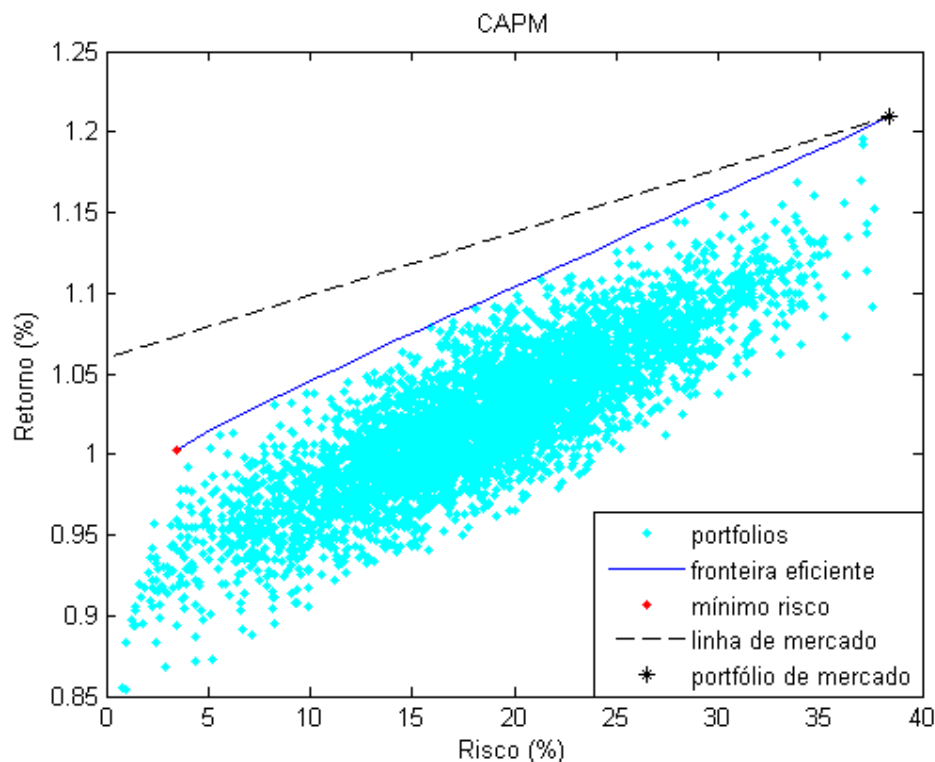


Figura 7.29 Gerenciamento de riscos por CAPM (terceiro caso – baixo preço de venda).

A metodologia CAPM encontra um portfólio de mercado nada convencional, o que define um desvio de finalidade do método e o torna inútil para esse contexto.

Através da análise das simulações apresentadas neste item 7.5.1, com uma subvalorização excessiva dos contratos de venda, os resultados das metodologias de gerenciamento de risco serão atípicos quando comparados com casos racionais do ponto de vista do mercado, indicando que algum parâmetro está desconexo e deve ser investigado. Nestes casos de formação anormal da fronteira eficiente, a simulação sinaliza ao decisor que algum parâmetro está muito diferente ao encontrado no ambiente de mercado, como o preço dos contratos, a taxa de juros considerada, etc.

Portanto, em contextos em que os preços dos contratos não condizem com a realidade ou com a racionalidade econômica, as metodologias de gerenciamento apresentam comportamentos atípicos, sinalizando a ocorrência de alguma discrepância. Cabe portanto, ao analista de risco, perceber e corrigir este erro. Análises de sensibilidade baseadas em parâmetros de contratos de venda, permitem ajustar esses parâmetros em

relação ao mercado, pois significa que algum investidor enxerga tal contrato como oportunidade especulativa ou como oportunidade de mitigação de riscos do seu portfólio.

7.5.2 Alto preço de venda

No contexto de alto preço de venda, os parâmetros dos contratos de venda são definidos muito acima dos valores de compra e da média de preços para o período de estudo, conforme ilustrado na Tabela 7.9. O nível de confiança nessa simulação será de 99%.

Portfólio de Compra			Portfólio de Venda		
Bilateral	Flexível		Bilateral	<i>Call</i>	<i>Put</i>
25,00 R\$/MWh	20,00 R\$/MWh	50%	60,00 R\$/MWh	60,00 R\$/MWh	60,00 R\$/MWh

Tabela 7.9 Dados do terceiro caso (baixo preço de venda).

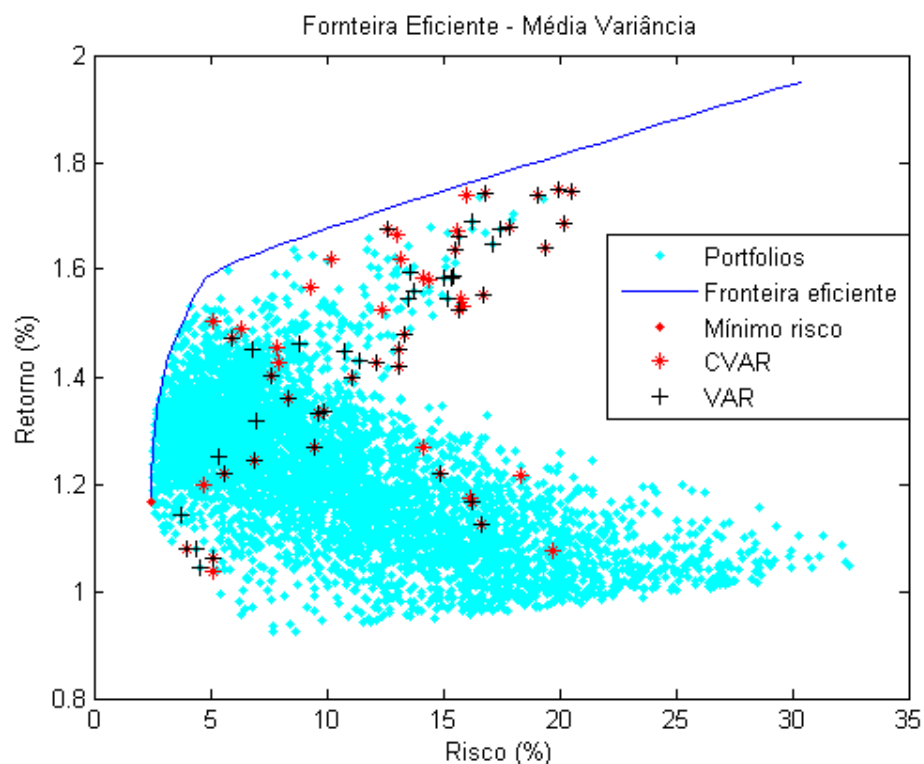


Figura 7.30 Gerenciamento de riscos por Markowitz (terceiro caso – alto preço de venda).

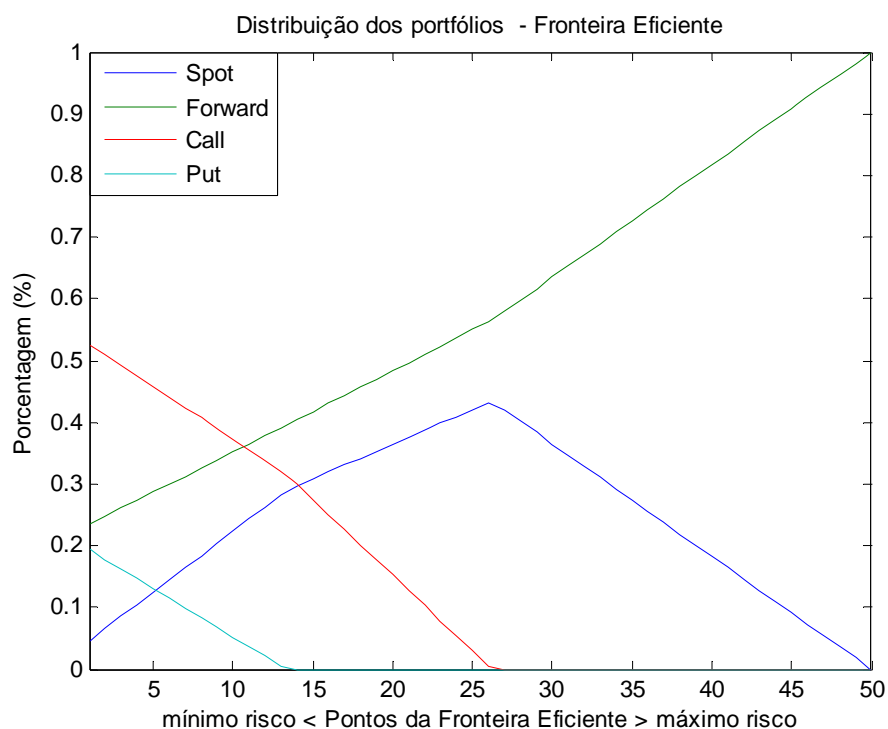


Figura 7.31 Composição da fronteira eficiente de Markowitz (terceiro caso – alto preço de venda).

A forma da fronteira eficiente em Markowitz também está um pouco distorcida dos exemplos clássicos, pois a fronteira eficiente atinge patamares de lucro extremamente excessivos, de forma a se caracterizar uma advertência ao decisor em relação à coerência da simulação. Entretanto deve-se relacionar esse reflexo no lucro à modificação dos parâmetros contratuais, e não à formulação da metodologia de gerenciamento de risco.

A formação das carteiras pertencentes à fronteira eficiente (Figura 7.31) ilustra que nessa simulação todos os ativos demonstraram atratividade, de acordo com o risco considerado.

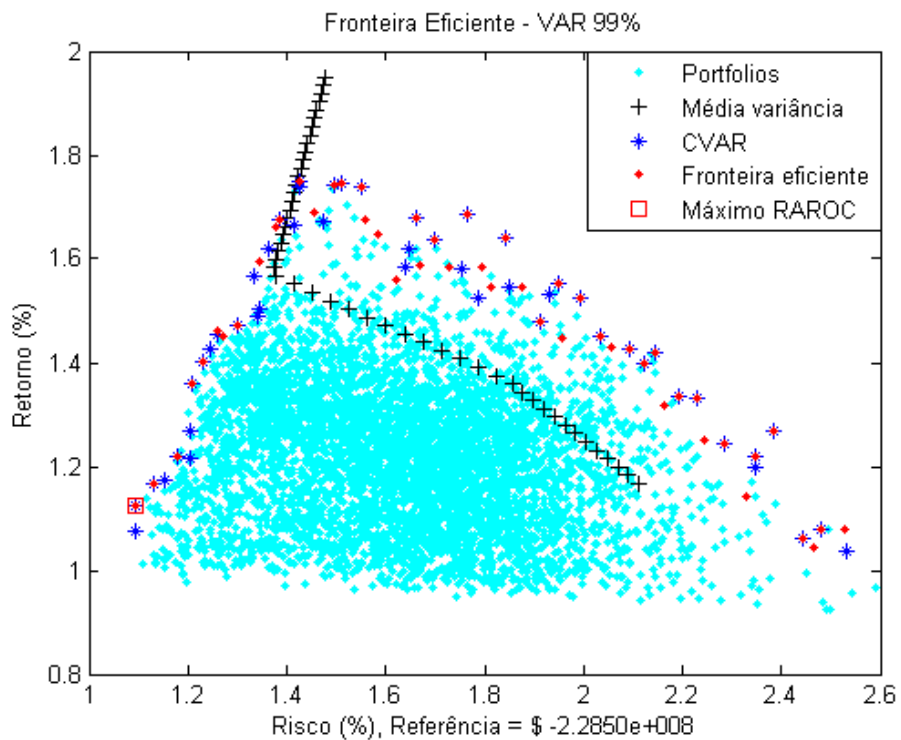


Figura 7.32 Gerenciamento de riscos por VaR (terceiro caso – alto preço de venda).

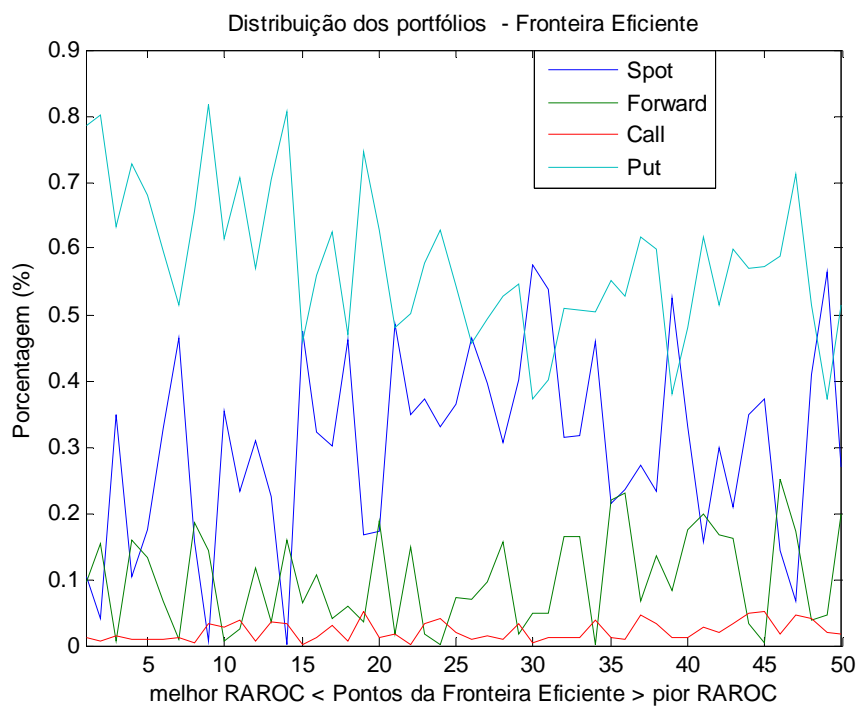


Figura 7.33 Composição da fronteira eficiente de VaR (terceiro caso – alto preço de venda).

A disposição das carteiras nas Figuras 7.32 e 7.34 se mostram mais dispersas em relação à simulação do item 7.5.1, entretanto ao compararmos a escala escolhida, essa afirmação torna-se falsa. Os valores de VaR e CVaR para esse caso não ultrapassam 3 vezes o valor de referência, enquanto no outro item os valores atingem até 13 vezes o valor de referência. A fronteira eficiente de Markowitz mostra-se muito diferente das fronteiras do VaR e CVaR, demonstrando mais uma vez a diferença entre essas medidas de risco.

As composições dos portfólios pertencentes à fronteira eficiente do VaR e CVaR se mostram similares de acordo com as Figuras 7.33 e 7.35, tanto que nas Figuras 7.32 e 7.34 vários pontos dessas fronteiras se sobrepõem. Nesses casos a utilização dessas duas metodologias de risco simultaneamente somente se justifica para um levantamento do capital econômico necessário e uma comparação com os valores absolutos encontrados. Pois do ponto de vista de gerenciamento de risco, a escolha do portfólio ótimo será quase o mesmo para as duas métricas. Contudo essa similaridade somente será observada quando os resultados das simulações para as duas metodologias forem dispostos.

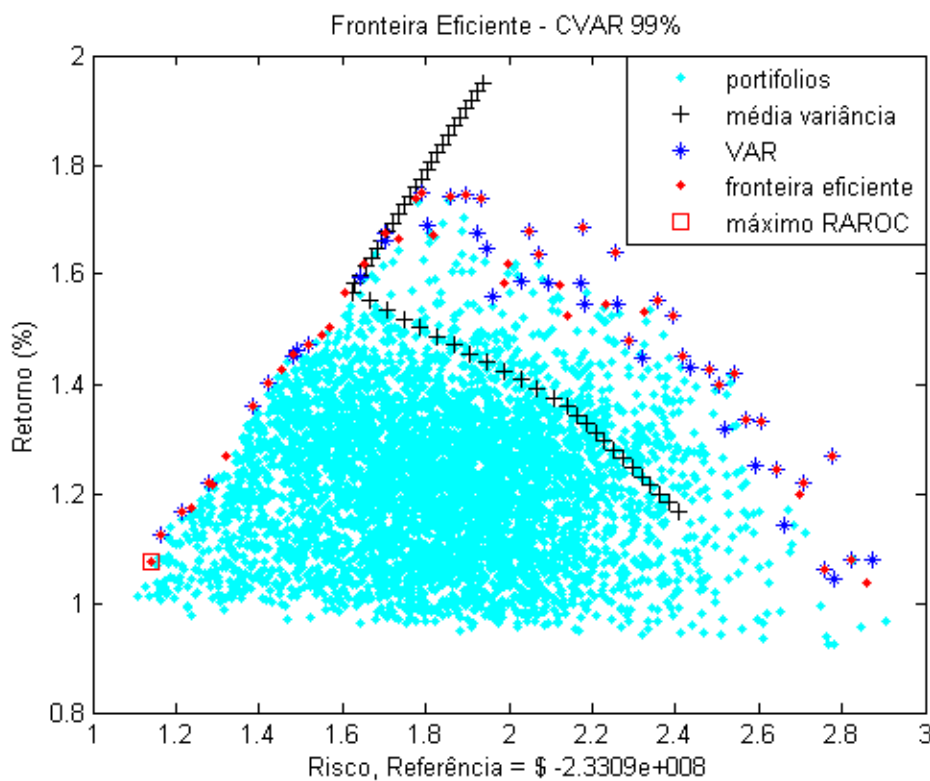


Figura 7.34 Gerenciamento de riscos por CVaR (terceiro caso – alto preço de venda).

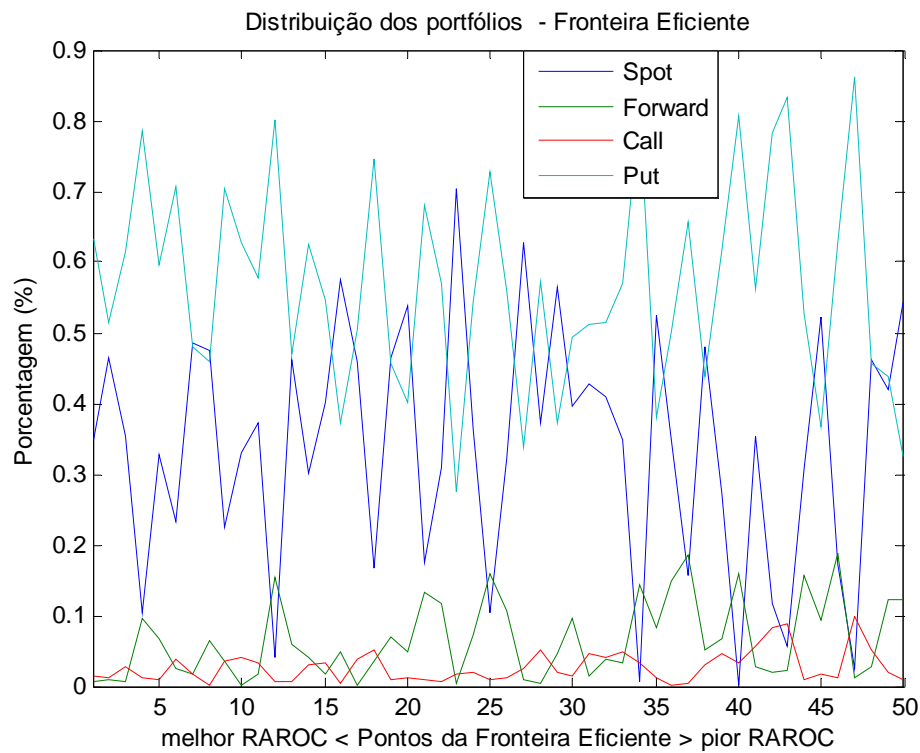


Figura 7.35 Composição da fronteira eficiente de CVaR (terceiro caso – alto preço de venda).

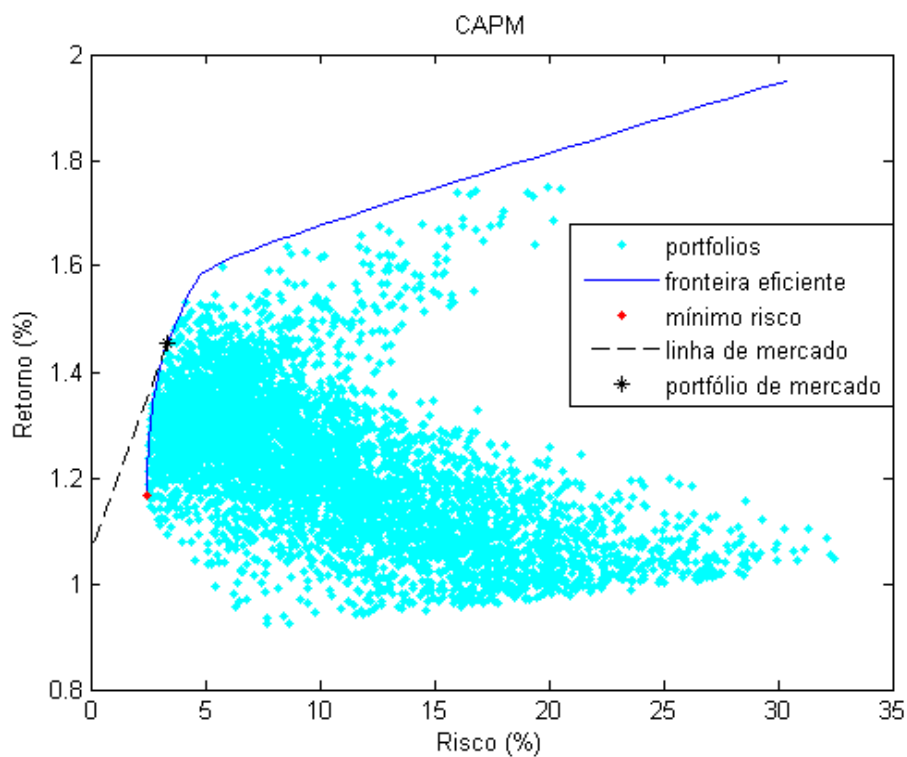


Figura 7.36 Gerenciamento de riscos por CAPM (terceiro caso – alto preço de venda).

Nível de Confiança	Valor de Referência VaR (R\$)	Valor de Referência CVaR (R\$)	Retorno do Portfólio de Mercado (%)
99%	-2,28.10 ⁺⁰⁸	-2,33.10 ⁺⁰⁸	45,51

Tabela 7.10 Resultados da simulação do segundo caso terceiro caso (alto preço de venda).

Através da análise das simulações acima, em uma sobrevalorização dos contratos de venda, os resultados das metodologias de gerenciamento de risco seguem padrões coerentes nos gráficos risco *versus* retorno. Porém um analista de risco perceptivo e experiente observará com desconfiança o excesso de retorno esperado nos ativos, atingindo patamares de quase 200%. Apesar da supervalorização dos contratos de venda, as simulações do VaR e CVaR mostram a diferença das suas fronteiras eficientes com a Teoria de Markowitz, ilustrando mais uma vez que essas metodologias não se relacionam entre si, mas mostram-se complementares para uma sólida análise de riscos.

7.6 Conclusão

A metodologia proposta nesse trabalho consegue balizar o decisor de maneira ampla, de forma a gerar diversos diagramas de risco e retorno e ainda comparando as diferentes técnicas de gerenciamento de risco. Contudo, uma análise de sensibilidade deve ser realizada pelo analista de risco, para que o mesmo conheça as limitações, vantagens e desvantagens de cada metodologia.

A utilização separada e exclusiva de cada técnica de gerenciamento de risco omite outras características do risco de mercado, de forma que a escolha ótima de tal técnica pode ser uma péssima escolha em relação aos outros parâmetros. Devido à independência e formulação de cada metodologia, encontrar uma alternativa ótima e factível para todas elas é algo muito difícil, mas a indicação de proximidade das fronteiras eficientes já basta para o decisor avaliar a condição do portfólio em relação ao seu perfil de risco.

O mecanismo de previsão de preços mostra-se muito importante para o modelo, pois a partir desses dados toda metodologia é baseada, e afetam diretamente a análise de risco. Portanto, também cabe uma análise desses mecanismos de previsão antes de utilizar o modelo integrado de gerenciamento de risco.

O uso conjunto de diferentes técnicas de gerenciamento de risco possibilita ao decisor um mapa mais completo dos cenários viáveis dos portfólios de contratos de energia, facilitando assim análises do tipo *what-if* em relação ao comportamento do par (risco e retorno) em situações reais de comercialização de energia elétrica.



CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este capítulo apresenta as conclusões da aplicação do modelo integrado de gerenciamento de riscos problema da comercialização de energia elétrica, com ênfase no mercado brasileiro. Ao final do capítulo, são apresentadas sugestões para trabalhos futuros, tanto da aplicação da metodologia de gerenciamento de risco proposta, quanto da solução do problema de precificação de derivativos energéticos.

8.1 Conclusões

O problema da comercialização de energia elétrica foi abordado neste trabalho, analisando-se a exposição ao risco de mercado do agente comercializador, e avaliando as diversas técnicas de gerenciamento de risco existentes nas instituições financeiras para a aplicação ao mercado energético. Contudo, para o correto entendimento desse problema financeiro, foi necessário pesquisar a evolução do mercado energético no Brasil e no mundo, além de conhecer as delimitações impostas pelo governo federal à atividade de comercialização.

A utilização de contratos derivativos, em especial contratos do tipo opções, mostra-se como uma forma eficiente de fornecer flexibilidade comercial aos agentes do setor elétrico, além de propiciar uma alternativa de *hedging* ao decisor. Contudo, a precificação deste tipo de contrato para o setor elétrico mostrou-se complexa devido ao comportamento atípico dos preços de energia elétrica. Dessa forma as metodologias clássicas utilizadas para a precificação de opções no mercado financeiro não podem ser diretamente aplicadas para o caso da eletricidade. Entretanto uma adaptação no modelo clássico CRR possibilitou uma adequação satisfatória da metodologia de árvores de decisão (binomial recombinante) ao problema de precificação de opções para a comercialização de energia elétrica. Outros modelos de precificação que consideram pressupostos na distribuição probabilística dos preços não respondem adequadamente aos derivativos energéticos.

A utilização do índice RAROC possibilitou a criação de fronteiras eficientes nos métodos VaR e CVaR, permitindo conseqüentemente a comparação de otimalidade das técnicas de gerenciamento de risco. O método CAPM mostrou-se útil para localizar carteiras em relação aos movimentos do mercado, mas diferentemente das outras técnicas, por avaliar o risco sistemático, não define nenhuma fronteira eficiente.

Os diversos mecanismos de gerenciamento de risco, quando utilizados de maneira integrada, propõem ao decisor um amplo leque de informações de risco e mercado, de maneira a balizar o mesmo adequadamente em relação ao seu perfil de aversão ao risco. A simulação exaustiva dessa metodologia integrada em cenários com parâmetros de contrato diferentes, permitem ao analista de risco adquirir sensibilidade e experiência em relação ao

mercado. Tal diferencial, aplicado no mercado de energia elétrica brasileiro, possibilitará a exposição do mesmo ao mínimo risco necessário para a obtenção desse retorno esperado.

A metodologia de multicritério pode ser utilizada para modelar o perfil do decisor em relação ao risco, de maneira a adequar a metodologia proposta às reais necessidades do analista de risco. A modelagem desse perfil deve definir a preferência do decisor em relação às metodologias de mensuração e gerenciamento de risco, o que permitirá a utilização de técnicas de otimização para definir a melhor carteira de contratos de energia elétrica para o decisor.

A utilização de séries sintéticas no programa NEWAVE para gerar os cenários de preço de curto prazo de energia elétrica, implica no acréscimo de cenários globais de preço, assim como na ampliação dos cenários catastróficos, de maneira a tornar o método CVaR mais sensível a estes cenários em relação ao método VaR. Ou seja, utilizando-se séries sintéticas, os valores de perda média esperada capturados pelo CVaR tendem a aumentar.

Devido à recente criação dos mercados abertos de eletricidade, principalmente no que tange ao caso brasileiro, as metodologias de gerenciamento de risco ainda não captam de maneira real os movimentos do mercado. Os dados disponíveis para avaliação dessas metodologias e para a realização de análises de sensibilidade ainda são escassos, tanto dados históricos quanto previsões projetadas, e delimitam a análise de riscos a projeções de preço de curto prazo do programa NEWAVE e DECOMP, e aos resultados dos leilões de expansão do parque gerador.

Breves comparações entre preços projetados e realizados demonstram que as técnicas de previsão de preço ainda estão aquém da necessidade dos agentes de mercado. Logo essas imperfeições refletem no gerenciamento integrado de risco, que deve ser reavaliado continuamente, de maneira a manter o nível de exposição de risco do investidor de acordo com o seu perfil em relação ao risco.

8.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

O portfólio de venda de energia elétrica foi modelado com somente quatro tipos de contrato. A utilização de outras modalidades de contratos sinalizaria um portfólio de mercado mais sólido, além de influenciar positivamente na diversificação da carteira.

Os contratos foram modelados de maneira estática no decorrer do período de análise. Ou seja, nenhuma modificação é prevista na carteira durante os cinco anos do horizonte de planejamento. A introdução de um portfólio dinâmico de compra e venda captaria melhor o problema do comercializador de energia elétrica.

O modelo de precificação de opções proposto neste trabalho pode ser avaliado de maneira mais robusta, através de técnicas financeiras especializadas para este fim.

O portfólio de compra de energia elétrica foi modelado com contratos bilaterais e contratos flexíveis; no entanto, este também poderia ser composto por contratos derivativos. Seria oportuno modelar essa possibilidade de negociação.

O modelamento do perfil do decisor em relação ao risco pode ser implementado via função utilidade ou teoria multi-critério de apoio à decisão, de maneira a definir a preferência do mesmo em relação às técnicas de gerenciamento de riscos disponíveis.

A aplicação dessa metodologia integrada de gerenciamento de riscos para agentes geradores de energia elétrica, através do modelamento do MRE e de possibilidades de contratação em outros submercados, permitirá uma avaliação mais exigente da utilização de técnicas de gerenciamento de risco no mercado de energia elétrica.

O risco de crédito é considerado uma fonte importante de incerteza, assim como o risco de mercado. Portanto, a mensuração e a avaliação desse tipo de risco em mercados emergentes de energia elétrica, trariam enormes benefícios para os agentes comercializadores.

ANEXO A

Mês de Referência	Data do Pregão	Submercado	Número de Negócios	Contratos Negociados	Volume Transacionado (R\$)	Preço de Abertura (R\$)	Preço Mínimo (R\$)	Preço Máximo (R\$)	Preço Médio (R\$)	Último Preço (R\$)	Preço Médio PLD (R\$)
agosto-05	29/08/2005	Nordeste	3	25	207.390	22	22	22,5	22,3	22,5	18,33
		Sudeste/Centroeste	20	237	3.480.934	39,7	39,15	39,7	39,48	39,15	31,95
		Sul	1	1	14.601	39,25	39,25	39,25	39,25	39,25	31,95
setembro-05	28/09/2005	Nordeste	2	15	121.680	22,5	22,5	22,6	22,53	22,6	18,55
		Norte	2	15	196.020	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	34,4
		Sudeste/Centroeste	16	200	2.627.190	36,7	36,3	36,7	36,49	36,3	34,4
		Sul	5	41	499.410	34	33,75	34	33,84	33,75	32,47
outubro-05	31/10/2005	Nordeste	2	90	767.622	22,95	22,85	22,95	22,93	22,85	18,62
		Sudeste/Centroeste	2	80	1.410.400	48	46,55	48	47,46	46,55	43,09
novembro-05	30/11/2005	Nordeste	3	105	861.012	22,85	22,75	22,85	22,78	22,75	19,89
		Sudeste/Centroeste	11	150	2.096.460	38,8	38,7	39	38,82	38,8	38,07
dezembro-05	27/12/2005	Nordeste	1	4	31.099	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	18,76
		Sudeste/Centroeste	6	46	371.814	21,95	21,3	21,95	21,73	21,3	21,89
janeiro-06	01/02/2006	Nordeste	1	18	152.334	22,75	22,75	22,75	22,75	22,75	16,92
		Sudeste/Centroeste	7	124	1.475.129	30,7	30,7	32,4	31,98	32,2	22,62

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVARADO, F. *The stability of power system markets*. In: IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 14, Issue 2, p. 505-511. Califórnia: 1999.

ANDERS G.; ENTRIKEN, R. NITU, P. *Risk assessment and financial management*. Tutorial: IEEE Power Engineering Society. Piscataway, 1999.

ANDERSSON, F.; MAUSSER, H.; ROSEN, D.; URYASEV, S. *Credit risk optimization with Conditional Value-at-Risk criterion*. Mathematical Programming, Series B. Verlag: Dec. 2000. Disponível em: <[www.ise.ufl.edu/uryasev/ Credit_risk_optimization.pdf](http://www.ise.ufl.edu/uryasev/Credit_risk_optimization.pdf) >. Acesso em: 20 jun. 2005.

ARAÚJO, J. M.; FRADE, L. C. S.; PIRES, A. S.; ARAÚJO, M. C. *Reestruturação do setor elétrico na América Latina – Vantagens, desvantagens e tendências*. In: SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da operação e Expansão Elétrica, 11., 2004, Rio de Janeiro. Artigo SP-054.

ARFUX, G. A. B. *Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com o uso de instrumentos derivativos: uma abordagem via Teoria de Portfólios de Markowitz*. 2004. 91 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

ARFUX, G. B.; SILVEIRA, F. S. V.; TEIVE, R. G. *Modelos institucionais adotados no mundo – O caso do setor elétrico brasileiro*. In: CBPE – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 4. Itajubá: 2004a.

ARFUX, G. B.; SILVEIRA, F. S. V.; TEIVE, R. G. *Metodologia para avaliação de risco de carteiras de contratos de comercialização de EE*. In: IX SEPOPE – Symposium of Specialists in Electrical Operational and Expansion Planning, Anais do IX SEPOPE, SP-98. Rio de Janeiro: 2004b.

AZEVEDO, H. D. O.; BARBACHAN, J. S. F. *Opções com preço de exercício estocástico: uma abordagem binomial*. Resenha BM&F, n. 161. Disponível em: <<http://professores.ibmecrj.br/pepe/teaching/hugo.pdf>>. Acesso em: 19 ago. 2005.

AZEVEDO, F.; VALE, Z. *Decision-support tool for the establishment of contracts in the electricity market*. In: IEEE Power tech Conference. Bologna: 2003.

BACON, R. W.; BESANT-JONES, J. *Global electric power reform, privatization and liberalization of the electric power industry in developing countries*. In: Energy & Mining Sector Board discussion paper series, Washington DC: World Bank, Paper n. 2, 2002.

BANDEIRA, F. P. M. *Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro*. Brasília: Consultoria Legislativa, 2003.

BARBOSA, P. S. F.; BARBOSA, C. D. F.; LEAL, L. A. *O consumidor livre de energia elétrica e os desafios para a competição no varejo*. In: SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 17. Uberlândia: 2003.

BERNSTEIN, P. L. *Desafio aos deuses: a fascinante história do risco*. 2 ed. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1997.

BJORGAN, R.; LIU, C. C.; LAWARREÉ, J. *Financial risk management in a competitive electricity market*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 14, n. 4, p. 1285-1291. Nov. 1999

BJORGAN, R.; SONG, H.; LIU, C. C.; DAHLGREN, R. *Pricing flexible electricity contracts*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 15, n. 2. May. 2000.

BJORKVOLL, T.; FLETEN, S.; NOWAK, M. P.; TOMASGARD, A.; WALLACE, S. W. *Power generation planning and risk management in a liberalised market*. In: Power Tech Proceedings IEEE, Vol. 1. Porto: 2001.

BLACK, F.; SCHOLES, M. *The pricing of options and corporate liabilities*. In: Journal of Political Economy, n. 81, p. 637-659. 1973.

BM&F, *Perguntas freqüentes sobre o mercado de energia elétrica*. São Paulo: 2005. Disponível em: <http://www.bmf.com.br/2004/pages/energia1/pdf/faq/FAQ_Energia2.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2006.

BOUILLE, D.; DUBROVSKY, H.; MAURER, C. *Reform of the electric sector in developing countries: Case study of Argentina*. Washington DC: World Resource Institute e Institute of Energy Economics Bariloche Foundation, 2001.

BOYLE, P. P. *A lattice framework for option pricing with two state variables*. Journal of Financial and Quantitative Analysis, Vol. 23, n. 1, p. 1-12.1988.

BOYLE, P. P.; EVNINE, J.; GIBBS, S. *Numerical evaluation of multivariate contingent claims*. Review of Financial Studies 2. 1989.

BRANDÃO, L. E. D.; CURY, M. V. Q. *Avaliação da viabilidade econômica da concessão e análise dos riscos e incertezas do tráfego da BR-163, com o uso da Teoria das Opções Reais*. Relatório de Trabalho. Projeto Institucional n. 52.0177/2003-7 – MT/CNPq. Contrato CNPq – 17/01/2005. Rio de Janeiro: 2005. Disponível em: <<http://www.iag.puc-rio.br/~brandao/Pesquisa/Analise%20Viabilidade%20BR%20163%20Opcoes%20Reais.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2006.

BROWN, A. C.; PAULA, E. *Strengthening of the institutional and regulatory structure of the Brazilian power sector*. Washington DC: World Bank, 2004.

CABERO, J.; BAÍLLO, A.; CERISOLA, S.; VENTOSA, M.; GARCÍA-ALCALDE, A.; PERÁN, F.; RELAÑO, G. *A medium-term integrated risk management model for a hydrothermal generation company*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 20, n. 3, p. 1379-1388. Aug. 2005.

CASTRO, A. L. *Avaliação de investimento de capital em projetos de geração termoelétrica no setor elétrico brasileiro usando a Teoria das Opções Reais*. 2000. 105 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

CASTRO, R.; FILHO, C. L. *Um método para estimativa do preço da energia no mercado atacadista num horizonte de médio prazo*. In: SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 17. Uberlândia: 2003.

CCEE, *homepage*. 2006. Disponível em: <<http://www.mae.org.br/precos/metodologia/index.jsp>>. Acesso em: 14 mar. 2006.

CHERNOZHUKOV, V.; UMANTSEV, L. *Conditional Value-at-Risk: Aspects of modelling and estimation*. Vienna: Empirical Economics, Vol. 26, p. 271-292, 2001.

CIGRÉ Task Force 38-05-09, Final Report. *Methods and tools for contracts in a competitive framework*. Nov. 2000.

CONTRERAS, J.; LOSSI, A.; RUSSO, M. *A Java/Matlab Simulator for power exchange markets*. Em 22° IEEE Power Engineering Society International Conference on Power Industry Computer Applications, p. 106-111, Sydney Australia, 2001.

COX, J. C.; ROSS, S.A. *The valuation of options for alternative stochastic processes*. Journal of Financial Economics, n. 7, p. 145-166. 1976.

COX, J. C.; ROSS, S. A.; e RUBINSTEIN, M. *Option pricing: A simplified approach*. Journal of Financial Economics, n. 7, p. 229-263. 1979.

DA SILVA, E. L. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. 1. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

DAHGREN, R.; LIU, C.; LAWARRÉE, J. *Risk assessment in energy trading*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 18, n. 2, p. 503-510. May 2003.

DAVID, P. A. M-S et al. *Gerenciamento de risco financeiro no mercado brasileiro de energia elétrica*. In: XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Anais. Campinas: 2001.

DAVID, P. A. M-S. *Formação do preço, atração de investimentos e gerenciamento de risco no mercado brasileiro de energia elétrica*. 2004. 134 f. Tese (Doutorado em

Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

DEHDASHTI, E. S. *Developing countries – restructuring with benefits from competition (or not)*. In: IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 02, n. 5, p. 16-23. Sept.-Oct. 2004.

DENTON, M.; PALMER, A.; MASIELLO, R.; SKANTZE, P. M. *Managing market risk in energy*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 18, n. 2, p. 494-502. May 2003.

DEKRAJANGPETCH, S.; SHEBLÉ, G. B. *Structures and formulations for electric power auctions*. Electric Power Systems Research, p. 159-167, 2000.

DIAS, M. A. G. *Valuation of Exploration & Production Assets: An Overview of Real Option Models*. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol 44(1-2), pp. 93-114. October, 2004.

DOMINGUES, G. E.; ARANGO, H.; ABREU, J. P. G.; CAMPOSILVAN, D. M.; DOMINGUES, T. S. *Análise de risco para otimizar carteiras de ativos físicos em geração de energia elétrica*. In: SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 17. Uberlândia: 2003.

DUBASH, N. K. *Power politics: Equity and environment in electricity reform*. 1. ed. Washington DC: World Resource Institute, 2002.

FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. PEROLD, A. F. *The Capital Asset Pricing Model: Theory and Evidence*. Journal of Economic Perspectives. Vol. 18, n. 3, p. 25-46. Summer: 2004.

FAN, K. *Minimax theorems*, Proc. Nat. Acad. Sc., vol. 39, p. 42-47. 1953.

FERREIRA, W. D.; VINHAL, C. D. N.; CARVALHO, F.; LIMA, W. L. *Análise estratégica da comercialização de energia utilizando modelos multi-agentes em sistemas hidrotérmicos*. In: SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 17. Uberlândia : 2003.

GEDRA, T. W. *Optional forward contracts for electric power markets*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 9, n. 4, p. 1766-1773. Nov. 1994.

GJERDE, O. *The deregulated Nordic electricity market – 10 years of experience*. In: Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, Vol. 2, 6-10 Oct. 2002 Pag.1473 – 1478.

GRANVILLE, S.; PEREIRA, M. V.; KELMAN, R.; LINO, P.; BARROSO, L. A.; XAVIER, P. J.; CHABAR, R.; CAPANEMA, I. *Um sistema integrado para gerenciamento de riscos em mercados de energia elétrica*. In: SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 17. Uberlândia: 2003.

GUIDO, L. C.; DUARTE, G. *Gerenciamento de risco na indústria de eletricidade brasileira: Conceitos, métricas e aplicabilidade*. In: SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 17. Uberlândia: 2003.

HAO, S.; SHIRMOHAMMADI, D. *Congestion management with Ex Ante pricing for decentralized electricity markets*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 17, n. 4, p. 1030-1036. Nov. 2002.

HERBISON, B. J. *Notes on the Translation of Don Quixote*. Disponível em: <http://www.herbison.com/herbison/broken_eggs_quixote.html>. Acesso em: 14 jun. 2006.

HIRSCHFELD, H. *Engenharia Econômica*. Editora Atlas: São Paulo, 2000.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. *Competition and choice in electricity*. 1. ed. England: Wiley & Sons, 1996.

HUNT, S. *Making competition work in electricity*. 1. ed. England: Wiley & Sons, 2002.

HULL, J. C. *Opções, futuros e outros derivativos*. 3. ed. São Paulo: Bolsa de Mercadorias e Futuros, 2000.

ILLERHAUS, S. W.; VERSTEGE, J. F. *Short-term trading considering long-term contract constraints*. In: Power Tech Proceedings 2001 IEEE. Porto: 2001.

JORION, P. *Value-at-Risk: The new benchmark for controlling market risk*. 1. ed. Chicago: Irwin, 1997.

JOSKOW, P. L. *Regulatory priorities for reforming infrastructure sectors in developing countries*. In: Annual World Bank Conference on Development Economics, Washington DC: World Bank, 1998.

KAMRAD, B.; RITCHKEN, P. *Multinomial approximating models for option with K states variables*. Management Science, 37. 1991.

KLEMPERER, P. *Why every economist should learn some auction theory*. World Congress of Econometric Society, Seattle, EUA, 2000.

KROKHMAL, P.; MURPHEY, R.; PARDALOS, P.; URYASEV, S. *Use of Conditional Value-at-Risk in stochastic programs with poorly defined distributions*. In: (Eds) Recent Developments in Cooperative Control and Optimization, Kluwer Academic Publishers. 225-242. Aug. 2003. Disponível em: http://www.ise.ufl.edu/uryasev/CVaR_with_Poorly_Defined_Distributions.pdf. Acesso em: 20 jun. 2005.

KUHLMANN, D.; EJEBE, G. C.; TOMASIC, D. *Transaction management in deregulated electricity markets*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 06, n. 1, p. 171-175. May 2001.

KUPIEC, P. *Techniques for verifying the accuracy of risk management models*. Journal of Derivatives, 1995.

LISBOA, M. L.; TORRES, R. C.; BATISTA, F. R. S.; CALDAS, R. P.; PENNA, D. D. J.; MELO, A. C. G. *Metodologia de precificação de esquemas de hedge para uma carteira de usinas*. In: SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 17. Uberlândia: 2003.

MARKOWITZ, H. *Portfolio selection*. 1. ed. New York: John Wiley & Sons, 1952.

MARKOWITZ, H. *Portfolio selection: Efficient diversification of investments*. 1 ed. New York: John Wiley & Sons, 1959.

MARRISON, C. *The fundamental of risk measurement*. 1 ed. New York: Ed. Mc-Graw Hill, 2002.

MARZANO, L. G. B.; MELO, A. C. G.; SOUZA, R. C. *Uma abordagem para otimização de portfólio de contratos de energia no setor elétrico brasileiro*. In: SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 17. Uberlândia: 2003.

MARZANO, L. G. B.; MELO, A. C. G.; SOUZA, R. C. *An approach for portfolio optimization of energy contracts in the Brazilian Electric Sector*. In: IEEE Power tech Conference. Bologna: 2003b.

MME, Ministério de Minas e Energia – Governo Federal do Brasil. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Brasília: 2003. Disponível em: <http://federativo.bndes.gov.br/bf_bancos/estudos/e0002403.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2003.

MO, B.; GJELSVIK, A.; GRUNDT, A. *Integrated risk management of hydro power scheduling and contract management*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 16, n. 2, p. 216-221. May 2001.

MONGELLI, J. M. *Mecanismos de avaliação de contratos de compra e venda de energia em ambiente competitivo*. 2002. 98 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

NASCIMENTO, C. R. A. *Risco e comercialização de energia elétrica*. 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 1999.

OLIVEIRA, M. F.; TEIVE, R. C. G.; ARFUX, G. A. B. *The deregulation process of the electrical sector into practice - a comparison between developed and developing countries*. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America – IEEE/PES, São Paulo, 2004 p. 815-819.

OLIVEIRA, M. F.; MARTINS, A. C. B. (2006) *Social Development: The new Challenge to Liberalized Markets*. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America – IEEE/PES, Caracas, 2006.

OLIVEIRA, M. F.; SANTOS, S. M.; BERNARDO, L. A. M. (2006a) *Social Responsibility at the Transmission and Distribution Business*. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America – IEEE/PES, Caracas, 2006.

OLIVEIRA, M. F.; TEIVE, R. C. G.; ARFUX, G. A. B. (2006b) *Risk Management in the Comercialization Activity in Brazil – An Aproach by Using Markowitz, VaR and CVaR*. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America – IEEE/PES, Caracas, 2006.

PALAMARCHUK, S. I. Forward contracts for electricity and their correlation with spot markets. In: IEEE Power Tech Proceedings, 23-26 June. Bologna, 2003.

PEDROSA, P. *Desafios da regulação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos*. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Desafios%20da%20Regula%C3%A7%C3%A3o.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2005.

PEROLD, A. F. *The Capital Asset Pricing Model*. Journal of Economic Perspectives. Vol. 18, n. 3, p. 3-24. Summer: 2004.

PILIPOVIC, D. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. 1. ed. United States: McGraw-Hill, 1998.

PORRUA, F.; SCHUCH, G. B.; SILVEIRA, F. S. V. *Leilões de energia elétrica: análise de casos práticos do setor elétrico brasileiro*. In: XV Congresso Brasileiro de Automática, Setembro de 2004, RS. Gramado: 2004.

PRAÇA, I.; RAMOS C.; VALE, Z. A. *Competitive electricity markets: Simulation to improve decision making*. In: Power Tech Proceedings IEEE, Vol. 1. Porto: 2001.

REIS da SILVA, M. A. *Uma análise empírica da utilização do índice Beta do modelo de precificação de ativos (Capital Asset Pricing Model – CAPM) como medida de risco no mercado acionário brasileiro*. Núcleo de Pesquisas Econômico-Sociais, UNITAÚ, 2001.

REPORT BY A STUDY GROUP OF THE WORLD ENERGY COUNCIL, *Energy markets in transition: The latin american and caribbean experience*. London, 2001. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/wecgeis/global/downloads/emt/emt.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2004.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. *Optimization of conditional value-at-risk*. Berkeley: *Journal of Risk*, Vol. 2, n. 3, 2000.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. *Conditional value-at-risk for general loss distributions*. *Journal of Banking & Finance*, n. 26, p. 1143-1471. 2002.

ROSA, L. P.; TOLMASQUIM, M. T.; PIRES, J. C. L. *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo, uma visão crítica*. 1. ed. Rio de Janeiro: Ed. Relume Dumará, 1998.

RUBINSTEIN, M. *Exchange Options*. UC Berkeley, 1991.

RUBINSTEIN, M. *On the relation between binomial and trinomial option pricing models*. *Journal of Derivatives*. 2000.

SANDER, H.; SCHWAB, J.; MUHR, M. *The deregulation of the electricity market in the view of a regional Austrian utility*. In: International Congress on Electrical Distribution IEE CIRED 2001, 18-21 June, n. 6.22. London: 2001.

SCHMUTZ, A.; GNANSOUNOU, E.; SARLOS, G. *Economic performance of contracts in electricity markets: a fuzzy and multiple criteria approach*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 17, n. 4, p. 966-973. Nov. 2002.

SCHUCH, G. B.; PORRUA, F. ; LOTERO, R. C. *Análise da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro*. In: Fórum de Energia, 2003, Novo Hamburgo. Anais do Fórum de Energia, 2003. v. 01. p. 01-05.

SHARPE, W. F. *Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk*. Berkeley: *Journal of Finance*, Vol. 19, p. 425-442, 1964.

SILVA, A. J. *Leilões de certificados de energia elétrica: máximo excedente versus máxima quantidade negociada*. 2003. 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Unicamp, Faculdade de Engenharia Mecânica – FEM – Departamento de Energia, Campinas, 2003.

SILVEIRA, F. S. V. *Modelo integrado para avaliação de projetos de investimento no setor elétrico*. 2001. 164 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

SOUCCAR, D.; TURPIN, E. *Lessons from Scandinavia*. New York: Morgan Stanley, 2004.

TANLAPCO, E.; LAWARRÉE, J; LIU, C. *Hedging with futures contracts in a deregulated electricity industry*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 4, August, 2002.

TORRE, S.; ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J.; CONTRERAS, J. *Price maker self-scheduling in a pool-based electricity market: A mixed-integer LP approach*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 17, n. 4, p. 1037-1042. Nov. 2002.

TRIGEORGIS, L. *Real options – managerial flexibility and strategy in resource allocation*. MIT – Press. Cambridge, 1996.

VAZQUEZ, C.; RIVIER, M.; PEREZ-ARRIAGA, I. J. *A market approach to long-term security of supply*. In: IEEE Transactions On power Systems, Vol. 17, n. 2, p. 349-357. May. 2002.

WESTON, J. F.; BRIGHAM, E. F. *Fundamentos da Administração Financeira*. 10 ed., Makron Books: São Paulo, 2000.

WHITTINGTON, H. W; ROBSON, I. A.; CONNELLY, J. *Decision support for energy trading between power generators*. In: Electrical Power & Energy Systems, Vol. 18, n. 6, p. 359-369. Great Britain: Ed. Elsevier Science Ltda, 1996.

WOLFSTETTER, E. *Topics in Microeconomic: Industrial Organization, Auctions and Incentives*. Cambridge University Press, 1999.

ZELAYA, R. A. *Avaliação de contratos de energia sob incerteza: uma abordagem baseada na Lógica Fuzzy e Teoria Multicritério*. 2004. 134 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.